ATTI PARLAMENTARI

XVII LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. XV
n. 157

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

sulla gestione finanziaria degli Enti sottoposti a controllo in applicazione della legge 21 marzo 1958, n. 259

ENEL Spa

(Esercizio 2012)

Trasmessa alla Presidenza il 10 giugno 2014

TIPOGRAFIA DEL SENATO

PAGINA BIANCA

INDICE

DETERMINAZIONE della CORTE dei CONTI n. 51/2014 del 30 maggio 2014 . . . . *Pag.* 5

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'ENEL Spa Esercizio 2012 9

DOCUMENTI ALLEGATI:

Esercizio 2012

Relazione del C.d.A.. . . . . » 137

Relazione del Collegio Sindacale . . . . . » 243

Bilancio consuntivo . . . . . » 255

PAGINA BIANCA

Determinazione e relazione della Sezione del controllo sugli enti sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'ENEL Spa, per l'esercizio 2012

Relatore: Consigliere Francesco Paolo Romanelli

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 51/2014

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 30 maggio 2014;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con Regio decreto 12 luglio 1934, n. 1214;

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

vista la legge 6 dicembre 1962 n. 1643;

visti i bilanci di esercizio e consolidato di ENEL S.p.a. al 31.12.2012, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione, del Collegio sindacale e della Società di revisione, trasmessi alla Corte in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Consigliere Francesco Paolo Romanelli e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per l'esercizio 2012;

ritenuto che dall'esame della gestione e della documentazione relativa all'esercizio 2012 è risultato che:

1) la Società ha impostato la gestione sulla razionalizzazione ed innovazione dei processi operativi e sulla massimizzazione dei profitti, mediante una politica di espansione ed assestamento nel mercato internazionale, una diversificazione tecnologica e geografica del *business*, un bilanciamento tra attività «regolate» e «non regolate» ed una significativa presenza nel campo delle energie rinnovabili;

2) la strategia aziendale, ha consentito, pur in presenza di una situazione di generale instabilità ed incertezza economico-finanziaria, che si riflette particolarmente sul mercato dell'energia dei principali paesi europei di riferimento (Italia e Spagna), di realizzare, comunque, risultati economici positivi;

3) sia il bilancio di esercizio che quello consolidato, si sono chiusi in utile (rispettivamente di 3.427 milioni di euro e di 2.075 milioni di euro), benché, nel secondo caso, in misura di molto inferiore a quello realizzato nell'esercizio 2011 (-61 per cento);

4) la consistenza del personale dipendente del Gruppo al 31 dicembre 2012 era pari a 73.702, registrando un decremento del 2,2 per cento rispetto all'esercizio precedente; per contro, è aumentato (in misura pari al 13,1 per cento circa) il costo complessivo del personale; tale risultato, tuttavia, è stato fortemente influenzato dal consistente abbattimento del costo complessivo registratosi nel precedente esercizio in conseguenza di eventi straordinari (al netto di tali fattori, l'incremento si sarebbe attestato intorno al 5 per cento);

5) sono leggermente diminuiti i compensi percepiti dall'Amministratore delegato/Direttore generale (-6,89 per cento) e, nel complesso, dai Top Manager (-4,19 per cento);

è invece lievemente aumentato il compenso complessivamente percepito dai Consiglieri di Amministrazione non esecutivi (+6,97 per cento);

6) il costo delle consulenze assegnate nel 2012 – con esclusione di quelle affidate dalle società del Gruppo al di fuori del perimetro Italia e delle consulenze infra-gruppo – ammonta a 40,2 milioni di euro, con un consistente incremento (+41 per cento) rispetto all'esercizio 2011 che si registra, tuttavia, dopo un biennio di significativi decrementi (-57 per cento nel 2011 rispetto al 2010, e -45,5 per cento, nel 2010 rispetto al 2009);

7) la Società ha continuato a perseguire una strategia di accesso diretto al mercato dei capitali e del credito, in quanto ritenuta la più efficace al fine di assicurare, ad un tempo, una migliore ridistribuzione del *mix* di indebitamento (bancario e obbligazionario), una diversificazione della base degli investitori e l'allungamento della durata media del debito di Gruppo; nel corso dell'esercizio all'esame, ha portato a termine un programma di prefinanziamento per un ammontare complessivo superiore a 7 miliardi di euro circa, ad un tasso medio in linea con il costo medio ponderato dell'indebitamento di Gruppo, rafforzando ulteriormente, in coerenza, con la sopradescritta strategia operativa la posizione di liquidità;

8) l'indebitamento finanziario netto si è attestato alla fine dell'esercizio a 42.948 milioni di euro, registrando, così, un discreto miglioramento (-3,76 per cento) rispetto all'esercizio precedente; cionondimeno, rimanendo il suo livello abbastanza elevato, pur a seguito dell'ulteriore riduzione del 7,20 per cento registratasi alla fine del 2013 (39.862 milioni di euro), si rende necessario proseguire incisivamente nelle azioni rivolte al suo abbattimento, quali previste negli ultimi piani industriali varati;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che dei bilanci di esercizio e consolidato – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – della relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce perché ne faccia parte integrante;

P. Q. M.

comunica, con le considerazioni di cui in parte motiva, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con i bilanci di esercizio e consolidato per l'esercizio 2012 – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria di ENEL S.p.a. per il detto esercizio.

L'ESTENSORE — IL PRESIDENTE

f.to Francesco Paolo Romanelli — *f.to* Ernesto Basile

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'*ENEL Spa* PER L'ESERCIZIO 2012

SOMMARIO

PREMESSA. – 1. Il modello organizzativo del GRUPPO ENEL. - *1.1.* Ambito di azione. - *1.2.* Limite al possesso azionario e al diritto di voto – Poteri speciali dello Stato (c.d. golden share). - *1.3.* La struttura organizzativa. - *1.4.* I controlli. - *1.4.1. Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.* - *1.4.2. La revisione legale.* – 2. Gli Organi ed il sistema di *Corporate Governance*. - *2.1.* L'Assemblea degli azionisti. - *2.2.* Il Consiglio di Amministrazione. - *2.3.* I Comitati. - *2.4.* Il Collegio Sindacale. - *2.5.* I compensi. - *2.5.1. Compensi dei componenti non esecutivi del Consiglio di Amministrazione.* - *2.5.2. Compensi del Presidente e dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale.* - *2.5.3. Compensi dei componenti il Collegio Sindacale.* - *2.5.4. Compensi dei Dirigenti con responsabilità strategiche.* - *2.5.5. La relazione sulla remunerazione ai sensi dell'art. 123*-ter *del T.U.F.* – 3. Le risorse umane. - *3.1.* Consistenza e costo del personale. - *3.2.* Remunerazione e sistema di incentivazione del *management*. - *3.3.* Salute e sicurezza dei lavoratori. - *3.4.* Consulenze. – 4. Il piano industriale e degli investimenti. - *4.1.* Obiettivi e progetti. - *4.2.* Le strategie operative. – 5. Il mercato dell'energia elettrica e del gas. - *5.1.* Elementi di contesto: l'andamento del prezzo delle *commodities* industriali. - *5.2.* Il mercato dell'energia elettrica in Italia. - *5.3.* Il mercato del gas in Italia. - *5.4.* Le tariffe. - *5.5.* Il mercato dell'energia elettrica all'estero. - *5.6.* Ricerca e sviluppo. – 6. Il contenzioso del Gruppo ENEL. - *6.1.* Contenzioso in materia ambientale. - *6.2.* Contenzioso con la clientela. - *6.3.* Contenzioso con *partners* commerciali, fornitori e concorrenti. - *6.4.* Contenzioso con produttori di energia elettrica. - *6.5.* Contenzioso con *ex* dirigenti condannati in sede contabile. - *6.6.* Contenzioso in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche. - *6.7.* Contenzioso relativo a società estere. – 7. Risultati economico-finanziari di ENEL S.p.a. - *7.1.* Il bilancio d'esercizio. - *7.2.* Notazioni generali. *7.2.1. La gestione economica.* - *7.2.2. La gestione patrimoniale.* - *7.2.3. La gestione finanziaria.* - *7.3.* Lo stato patrimoniale. - *7.4.* Il conto economico. – 8. Risultati economico-finanziari del Gruppo ENEL. - *8.1.* Il bilancio consolidato. - *8.2.* Notazioni generali. - *8.3.* Lo stato patrimoniale consolidato. - *8.4.* Il conto economico consolidato. - *8.5.* Ulteriori analisi sulla struttura economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo. - *8.5.1. La gestione economica.* - *8.5.2. La gestione patrimoniale.* - *8.5.3. La gestione finanziaria.* – 9. L'andamento del titolo ENEL e del *rating* del Gruppo. - *9.1.* Elementi di contesto: l'andamento dei mercati finanziari in Europa, con particolare riferimento al settore delle *utilities*. - *9.2.* L'andamento del titolo ENEL. - *9.3.* L'andamento del *rating* del Gruppo ENEL. – 10. Cenno ai principali risultati operativi conseguiti dal Gruppo ENEL nel 2013. – 11. Conclusioni.

PAGINA BIANCA

Premessa

Con la presente relazione, la Corte dei conti riferisce al Parlamento, a norma dell'art. 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259, il risultato del controllo eseguito, ai sensi dell'art. 12 della stessa legge, sulla gestione finanziaria dell'*ENEL* S.p.a. per l'esercizio 2012, dando altresì notizia dei fatti di gestione salienti intervenuti sino alla data corrente.

Per le questioni per le quali non si sono verificati mutamenti si fa rinvio alle relazioni precedenti.[1]

[1] Da ultimo, Determinazione n. 30/2013 in data 30 aprile 2013 (cfr. Atti parlamentari, XVII Legislatura, Camera dei Deputati, DOC. XV n. 14).

1. - Il modello organizzativo del Gruppo ENEL

1.1 - Ambito di azione

A norma dell'art. 4 dello Statuto Sociale, Enel S.p.a. (di seguito, anche "la Società" o "Enel") ha per oggetto l'assunzione e la gestione di partecipazioni ed interessenze in società ed imprese italiane o straniere, ed opera, principalmente, nei settori dell'energia elettrica (comprensivo delle attività di produzione, importazione ed esportazione, distribuzione, vendita e trasmissione), energetico in generale (comprensivo dei combustibili), idrico, della tutela dell'ambiente, delle comunicazioni (telematica ed informatica), dei servizi multimediali ed interattivi, delle strutture a rete (energia elettrica, acqua, gas, teleriscaldamento, telecomunicazioni), nonché in tutti gli altri settori a questi attinenti o contigui, svolgendo, altresì, le attività di progettazione, costruzione, manutenzione e gestione di impianti, di produzione e vendita di apparecchiature, di ricerca, consulenza ed assistenza, di acquisizione, vendita, commercializzazione e *trading* di beni e servizi agli stessi connessi.

Il Gruppo Enel è presente, attraverso circa 700 società controllate o partecipate, in 40 Paesi di 4 continenti, gestisce impianti per 98 GW[2] di capacità installata, che hanno generato, nel 2012, circa 296 TWh[3] di energia elettrica in favore di oltre 56 milioni di clienti.

In Italia, Enel si colloca, di gran lunga, al primo posto nel mercato dell'energia elettrica, con una capacità installata di 40 GW circa, una produzione, nel 2012, di 74,5 TWh e poco più di 31 milioni di clienti; è, altresì, il secondo operatore nazionale nel mercato del gas.

La durata della Società è stabilita al 31 dicembre 2100, salvo eventuali proroghe.

Al 31 dicembre 2012, il capitale sociale, interamente versato, era rappresentato, così come nel 2011, da n. 9.403.357.795 azioni ordinarie nominative del valore nominale di un euro ciascuna, interamente liberate ed assistite dal diritto di voto.

Enel è la società che, in Italia, vanta il maggior numero di azionisti (circa 1,2 milioni), con una proprietà diffusa (il c.d. "*flottante*") che ammonta al 68,8% circa in capo al mercato (investitori istituzionali, italiani ed esteri, nonché individuali).

Significativa è la presenza di numerosi piccoli risparmiatori, i quali possedevano, al 31 dicembre 2012, circa il 28,3% del capitale.

---

[2] Giga Watt (miliardi di watt).

[3] Terawattora (milioni di kilowattora).

1.2 – Limite al possesso azionario e al diritto di voto – Poteri speciali dello Stato (c.d. golden share)

Lo statuto della Società (art. 6.1), in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni (art. 3 del decreto-legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito con modificazioni dalla Legge 30 luglio 1994, n. 474), prevede il limite di possesso azionario al 3%, salvo che per lo Stato italiano, gli enti pubblici da questi controllati.

Nel corso del 2012, sulla base delle risultanze del libro Soci e delle comunicazioni effettuate alla CONSOB, non sono risultati azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale, ad eccezione del Ministero dell'Economia e delle Finanze (che possiede il 31,24% del capitale sociale) e del gruppo facente capo ad un investitore istituzionale estero (in possesso, alla data dell'8 novembre 2012, del 3,33% del capitale sociale a titolo di gestione del risparmio).

Va, inoltre, segnalato che nel gennaio 2012 un altro investitore estero è risultato temporaneamente in possesso di una partecipazione di poco superiore al 2% del capitale.

Il diritto di voto inerente alle azioni possedute in eccedenza rispetto all'indicato limite del 3% non può essere esercitato e si riduce proporzionalmente il diritto di voto che sarebbe spettato a ciascuno dei soggetti ai quali sia riferibile il limite di possesso azionario, salvo preventive indicazioni congiunte dei soci interessati.

In caso di inosservanza, la deliberazione assembleare è impugnabile qualora risulti che la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti espressi in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato.

In base alla richiamata normativa in materia di privatizzazioni e alle sue successive modificazioni, la clausola statutaria che disciplina il limite al possesso azionario e al diritto di voto è destinata a decadere qualora il limite del 3% sia superato in seguito all'effettuazione di un'offerta pubblica di acquisto in conseguenza della quale l'offerente venga a detenere una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli amministratori.

In data 14 marzo 2014, il Consiglio dei Ministri, in attuazione del Decreto-Legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito con modificazioni dalla Legge 11 maggio 2012, n. 56, ha approvato due regolamenti, da emanarsi con Decreto del Presidente della Repubblica, in materia di individuazione degli attivi di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni, nonché delle procedure per l'attivazione dei poteri speciali dello Stato italiano nei medesimi settori, con l'obiettivo

di adeguare la normativa nazionale alle regole e ai principi del diritto europeo in materia di esercizio di poteri speciali da parte del Governo a tutela dei propri *asset* strategici, nel caso ricorra una situazione eccezionale di minaccia effettiva di grave pregiudizio per gli interessi pubblici.

Sulla base di tali schemi di regolamenti attuativi, la nuova disciplina sui poteri speciali contenuta nel sopra citato Decreto-Legge n. 21/2012 non troverà applicazione nei riguardi di Enel, in quanto quest'ultima e le società del Gruppo non detengono, allo stato, alcun attivo individuato come strategico dai regolamenti medesimi.

La pubblicazione dei suddetti regolamenti sulla Gazzetta Ufficiale (non ancora avvenuta alla data della presente relazione) e la loro conseguente entrata in vigore comporteranno, dunque, la sostanziale inefficacia delle disposizioni di cui all'art. 6.2 dello statuto della Società, introdotte in attuazione di quanto disposto dalla previgente normativa in materia di privatizzazioni.

Tale clausola statutaria, infatti, attribuisce al Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro delle Attività Produttive (attualmente Ministro per lo Sviluppo Economico), i seguenti "poteri speciali", da esercitare nel rispetto dei criteri fissati con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004:

- opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti (vale a dire pari o superiori al 3% del capitale di Enel) da parte di soggetti nei cui confronti opera il limite al possesso azionario sopra descritto;
- opposizione alla conclusione dei patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza, nel caso in cui vi sia rappresentato almeno il 5% del capitale di Enel;
- veto all'adozione delle deliberazioni suscettibili di avere maggiore impatto sulla Società (per tali intendendosi le deliberazioni di scioglimento, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, nonché quelle intese a sopprimere ovvero a modificare il contenuto dei "poteri speciali");
- nomina di un amministratore senza diritto di voto (e del relativo sostituto in caso di cessazione dall'incarico).

1.3 – La struttura organizzativa

In considerazione del suo carattere multinazionale, il Gruppo Enel si è dotato, a far data dal 6 febbraio 2012, di una nuova struttura organizzativa (il c.d. modello "*One Company*"), allo scopo di consentire un più efficace e funzionale esercizio delle funzioni di indirizzo strategico e coordinamento da parte della Capogruppo ed un avvicinamento alle linee di *business* per incrementare la flessibilità operativa.

In particolare, sono state individuate, in modo più puntuale, nell'ambito della *Holding*, le funzioni c.d. di *shaping*, che si occupano dell'elaborazione degli indirizzi strategici e, quindi, dello svolgimento di attività suscettibili di incidere significativamente sulla creazione di valore per il Gruppo, rispetto alle funzioni c.d. di *safeguarding*, che si occupano di tutelare il Gruppo, mediante l'individuazione di opportuni controlli, da eventi suscettibili di avere un negativo impatto sul *business* aziendale.[4]

Nello specifico, tale nuovo assetto organizzativo contempla:

- una struttura di *Holding,* alla quale fanno capo, sia le funzioni di *shaping* (*Administration, Finance and Control; Human Resources and Organization; Regulatory, Environment and Innovation; External Relations*), che quelle di *safeguarding* (*Legal and Corporate Affairs; Audit e Risk Management*);
- 3 *Global Services Functions* (*Global ICT, Global Procurement e Global Business Services*), che operano all'interno del Gruppo al fine di massimizzare le sinergie e le economie di scala;
- 9 Linee di *Business* , rappresentate da 7 Divisioni ("*Generation and Energy Management*"; "*Market*"; "*Infrastructure and Networks*"; "*Iberia and Latam*"; "*Renewable Energies*"; "*International*"; "*Engineering and Research*"), nelle quali sono inquadrate, per funzioni e materia, le Società controllate, cui si affiancano le Funzioni speciali "*Upstream Gas*" e "*Carbon Strategy*".

L'entrata a pieno regime del nuovo modello organizzativo è stata completata nel corso del 2013.

---

[4] Enel S.p.a., nella propria funzione di *holding* industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società controllate e ne coordina l'attività; svolge, inoltre, la funzione di tesoreria centrale e provvede alla copertura dei rischi assicurativi, fornisce assistenza ed indirizzi in materia di organizzazione, gestione del personale e relazioni industriali, nonché in materia contabile-amministrativa, fiscale, legale e societaria, con l'obiettivo di valorizzare le sinergie e di ottimizzare la gestione dei servizi a supporto del *core business* aziendale.

1.4 - I controlli

1.4.1 - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Il Gruppo Enel è dotato di un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (SCIGR), costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi aziendali.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi si articola in tre distinte tipologie di attività:

- il "controllo di linea" o di "primo livello", costituito dall'insieme delle attività di controllo che le singole unità operative o società del Gruppo svolgono sui propri processi al fine di assicurare il corretto svolgimento delle operazioni; tali attività di controllo sono demandate alla responsabilità primaria del *management* operativo e sono considerate parte integrante di ogni processo aziendale;
- i controlli di "secondo livello", affidati a specifiche funzioni aziendali e volti a gestire e monitorare categorie tipiche di rischi, tra cui, a titolo meramente esemplificativo, i rischi operativi, ambientali, di mercato (quali il rischio *commodity* e i rischi finanziari), i rischi creditizi, strategici e il rischio di (non) conformità;
- l'attività di *internal audit* (controlli di "terzo livello"), avente ad oggetto la verifica della struttura e della funzionalità del SCIGR nel suo complesso, anche mediante un'azione di monitoraggio dei controlli di linea nonché delle attività di controllo di secondo livello.

Il Consiglio di Amministrazione, che si avvale, a tal fine, del Comitato Controllo e Rischi, svolge un ruolo di indirizzo e di valutazione dell'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Le principali strutture aziendali attualmente preposte all'effettuazione dei controlli di secondo livello sono:

- il Controllo di Gestione, incaricato del monitoraggio dell'andamento economico-finanziario della Società e del Gruppo, nonché del controllo e della gestione del processo di autorizzazione alla spesa concernente gli investimenti proposti dalle diverse unità di *business* e della verifica dello stato di avanzamento dei medesimi;
- la Funzione *Risk Management*, che assicura l'implementazione a livello di Gruppo del processo di identificazione, quantificazione, analisi, prioritizzazione, *reporting* e monitoraggio dei rischi aventi un impatto rilevante di carattere finanziario, operativo,

strategico e di *business*, nonché dei principali rischi che possano a qualunque titolo incidere sui risultati economici, finanziari e patrimoniali della Società e del Gruppo;

- appositi comitati, che si riuniscono su iniziativa della Funzione *Risk Management*, cui sono affidate le attività di indirizzo, gestione e controllo dei rischi finanziari, di credito e *commodity*; in particolare, risultano istituiti, sotto la presidenza dell'Amministratore Delegato della Società, il Comitato Rischi Finanziari di Gruppo, il Comitato Rischio Credito di Gruppo e il Comitato Rischio *Commodity* di Gruppo.

Infine, il Dirigente Preposto, la cui attività si iscrive nell'ambito dei controlli di secondo livello, è responsabile, per legge, della definizione e dell'implementazione di un idoneo sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria nell'ambito della Società e del Gruppo predisponendo, a tal fine, adeguate procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato, nonché ogni altra comunicazione di carattere finanziario di Enel.

1.4.2 - La revisione legale

Come si è già avuto modo di riferire nelle due precedenti relazioni, la revisione legale del bilancio di esercizio di Enel S.p.a. e del bilancio consolidato del Gruppo ad essa facente capo è stata affidata, per il novennio 2011/2019, ad una nuova società di revisione, individuata all'esito di una procedura ad evidenza pubblica svoltasi sotto la direzione e la vigilanza del Collegio Sindacale, per un corrispettivo complessivo di circa 3,5 milioni di euro.

Fin dal 2009, trova applicazione un'apposita procedura volta a disciplinare l'affidamento di incarichi aggiuntivi alla società di revisione che opera nell'ambito del Gruppo.

In base alla suddetta procedura (come da ultimo modificata nel settembre 2012), il Collegio Sindacale è chiamato ad esprimere un preventivo parere circa l'affidamento di ogni incarico aggiuntivo diverso dall'incarico principale di revisione in favore del revisore principale di Gruppo, ovvero di entità appartenenti al relativo *network*; l'affidamento di tali incarichi aggiuntivi è consentito solo in determinate condizioni di comprovata necessità sotto il profilo legale, economico o della qualità del servizio e sempreché non ricorrano fattispecie di incompatibilità previste dalla legge.

In relazione ad alcune tipologie di incarichi aggiuntivi di minore importanza, non aventi, cioè, caratteristiche tali da compromettere l'indipendenza del revisore principale, il Collegio Sindacale è semplicemente destinatario di un'informativa successiva al loro affidamento.

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2012 riconosciuti alla società di revisione ed alle entità appartenenti al *network* da parte di Enel S.p.a. e delle società dalla stessa controllate per incarichi aggiuntivi sono ammontati complessivamente a 10,1 milioni di euro, di cui 8,5 milioni di euro per servizi di revisione contabile e 1,6 milioni di euro per servizi di attestazione.

2. - Gli Organi ed il sistema di Corporate Governance

Nel rinviare alle precedenti relazioni per maggiori dettagli circa le funzioni, i poteri e le prerogative degli organi sociali, in questa sede si ritiene sufficiente evidenziare che il sistema di *Corporate Governance* di Enel si conforma, in linea generale, alle disposizioni del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (recante il "Testo Unico della Finanza" o "T.U.F."), alle raccomandazioni contenute nel Codice di Autodisciplina delle società quotate promosso da Borsa Italiana (d'ora in poi, per semplicità, "Codice di Autodisciplina"),[5] nonché alle raccomandazioni formulate dalla CONSOB nella soggetta materia.

Con riguardo al "Modello organizzativo e gestionale" (adottato da Enel ai sensi dell'art. 6 del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231), è da segnalare che lo stesso è stato aggiornato nel corso del 2012 e del 2013, con particolare riferimento alla "parte generale" e alle "parti speciali" dedicate alla prevenzione dei reati ambientali e del reato di corruzione tra privati.

Per la gestione delle relazioni con gli azionisti, la Società ha istituito un'area "*Investor Relations*", collocata nell'ambito della Funzione "*Administration, Finance and Control*" e un'area preposta al dialogo con gli azionisti *retail, che opera* all'interno della Funzione "*Legal & Corporate Affairs*".

A seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della disciplina comunitaria in materia di *market abuse* e dell'entrata in vigore della normativa secondaria dettata dalla CONSOB, la Società ha adottato - e mantiene regolarmente aggiornato - un "registro" di Gruppo, in cui risultano iscritte le persone fisiche o giuridiche che hanno accesso ad informazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale, ovvero delle funzioni svolte per conto di Enel, nonché di altre società controllate dal Gruppo.

2.1 - L'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea degli azionisti di Enel si è svolta a Roma il 30 aprile 2013; essa, per la parte ordinaria:

- ha approvato il Bilancio di esercizio 2012 di Enel S.p.a.;
- ha preso atto del Bilancio consolidato del Gruppo Enel per il 2012;

[5] Nel mese di dicembre 2011 è stata approvata una nuova edizione del Codice di Autodisciplina, che apporta rilevanti modifiche ed integrazioni alla precedente edizione del marzo 2006; tali modifiche sono state recepite dalla Società nel corso del 2012.

- ha approvato la proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione per la destinazione dell'utile dell'esercizio;
- ha proceduto alla nomina del nuovo Collegio Sindacale, deliberando altresì il compenso dei componenti effettivi;
- ha deliberato in senso favorevole sulla prima sezione della relazione sulla remunerazione redatta ai sensi dell'art. 123-*ter* del Testo Unico della Finanza e dell'art. 84-*quater* del Regolamento Emittenti adottato dalla CONSOB con delibera n. 11971/1999, contenente l'illustrazione della politica per la remunerazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione, del Direttore Generale e dei Dirigenti con responsabilità strategiche adottata dalla Società per l'esercizio 2013, nonché delle procedure utilizzate per l'adozione e l'attuazione della politica medesima.

Nello specifico, con riguardo alla distribuzione dei dividendi, è stato deliberato, in conformità alla proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione, di destinare come segue l'utile netto ordinario dell'esercizio 2012, pari a 3.420.002.506,06 euro:
- alla distribuzione in favore degli Azionisti di un dividendo, pari a 0,15 euro per ognuna delle 9.403.357.795 azioni ordinarie risultate in circolazione alla data di "stacco cedola" (24 giugno 2013), per un importo complessivo di 1.410.503.669,25 euro;
- a "utili portati a nuovo" la parte residua dell'utile stesso, per un importo complessivo di 2.009.498.836,81 euro.

La misura dei dividendi così distribuiti risulta in linea con la politica approvata dal Consiglio di Amministrazione nella seduta del 7 marzo 2012, in conformità alle previsioni del piano industriale 2012-2016, che prevede un *pay-out ratio* pari almeno al 40% dell'utile netto consolidato ordinario, in un'unica soluzione, senza ricorrere, quindi, alla corresponsione di acconti.[6]

2.2 - Il Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione in carica, il cui mandato scadrà con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2013, si compone, secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria del 29 aprile 2011, di 9 membri (il Presidente e 8 consiglieri, di cui uno con funzioni di Amministratore Delegato).

Le liste dei candidati alla carica di membro del Consiglio di Amministrazione sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca titolare del

[6] L'Assemblea degli azionisti tenutasi in data 30 aprile 2012 aveva deliberato di destinare l'utile netto dell'esercizio 2011 alla distribuzione di un dividendo di euro 0,26 centesimi per azione (copertura dell'acconto di 0,10 euro corrisposto a novembre 2011 e saldo di 0,16 euro alla data di "stacco cedola" ossia a giugno 2012) e a "utili portati a nuovo" la parte residua dell'utile stesso.

31,24% del capitale sociale) e da un raggruppamento di 20 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dello 0,98% del capitale sociale).

Nello specifico, 6 Amministratori (tra i quali, il Presidente e il Consigliere a cui è stato successivamente conferito l'incarico di Amministratore Delegato) sono stati tratti dalla lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, mentre i restanti 3 Amministratori sono stati tratti dalla lista presentata dagli investitori istituzionali.

Nei mesi di maggio 2011, gennaio 2012 e dicembre 2012, il Consiglio di Amministrazione, in applicazione dell'art. 2 del Codice di Autodisciplina, ha preso atto del ruolo "non esecutivo" rivestito da sette Consiglieri, fatta eccezione, quindi, per l'Amministratore Delegato e per il Presidente (in considerazione dello specifico ruolo che il vigente assetto dei poteri riconosce a quest'ultimo con riferimento alla elaborazione delle strategie aziendali).

Il Consiglio ha, altresì, accertato, da ultimo nel mese di dicembre 2013, la sussistenza dei requisiti di indipendenza di cui al combinato disposto dell'art. 147-*ter*, comma 4, e dell'art. 148, comma 3, del TUF, nonché dell'art. 3 del Codice di Autodisciplina, in capo a 6 dei 7 Amministratori non esecutivi.

Nel corso dei mesi di maggio 2011, febbraio 2012, febbraio 2013 e, da ultimo, nel febbraio 2014, il Collegio Sindacale ha attestato che il Consiglio di Amministrazione, nell'espletamento delle indicate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di Autodisciplina, seguendo, a tal fine, una specifica procedura di accertamento.

Nel corso dell'esercizio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 14 riunioni, che hanno visto la regolare partecipazione dei Consiglieri, la presenza dei componenti il Collegio Sindacale, nonché del Magistrato delegato della Corte dei Conti.

2.3 - I Comitati

Nell'ambito del Consiglio di Amministrazione risultano istituiti, in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e del Regolamento CONSOB in materia di operazioni con parti correlate[7], un "Comitato per le Remunerazioni", un "Comitato Controllo e Rischi", un "Comitato Parti Correlate" e un "Comitato per la *Corporate Governance*".

Tutti i suddetti Comitati sono dotati di appositi regolamenti organizzativi che ne disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento.

---

[7] Approvato, in attuazione dell'art. 2391-*bis* del codice civile, con deliberazione n. 17221 del 12 marzo 2010.

Nel corso del 2012, il Comitato per le remunerazioni ed il Comitato Controllo e Rischi hanno tenuto, rispettivamente, 6 e 15 riunioni, mentre il Comitato parti correlate ne ha tenuta 1 e quello per la *Corporate Governance* 7.

Le riunioni dei Comitati sono state caratterizzate dalla regolare partecipazione dei relativi componenti, nonché del Presidente del Collegio Sindacale, che vi è ammesso per specifica disposizione regolamentare; alle suddette riunioni possono comunque partecipare anche gli altri Sindaci effettivi.

2.4 - Il Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale in carica nel 2012 è scaduto con l'approvazione del bilancio relativo a tale esercizio.

L'Assemblea ordinaria tenutasi il 30 aprile 2013, ha, pertanto, provveduto – come si è già riferito[8] - alla nomina nel nuovo Collegio, composto, come il precedente, da tre Sindaci effettivi e da due Sindaci supplenti, il cui mandato scadrà in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2015.

Le liste dei candidati sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (titolare del 31,24% del capitale sociale) e da un raggruppamento di 18 società di gestione del risparmio e altri investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dell'1,07% del capitale sociale).

Nello specifico, 2 Sindaci effettivi ed 2 Sindaci supplenti sono stati tratti dalla lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, mentre il restante Sindaco effettivo (cui è attribuito il ruolo di Presidente) e il restante Sindaco supplente sono stati tratti dalla lista presentata dagli investitori istituzionali.

Al riguardo, merita di essere annotato che, nell'occasione, è stata data applicazione, per la prima volta, alle nuove disposizioni statutarie approvate dall'Assemblea Straordinaria nella seduta del 30 aprile 2012[9], in applicazione della legge 12 luglio 2011 n. 120, recante norme in materia di equilibrio tra i generi negli organi di amministrazione e di controllo delle società quotate in mercati regolamentati.

In aggiunta ai compiti attribuiti dalla normativa di riferimento di cui al T.U.F. e dal Codice di Autodisciplina, il Collegio Sindacale vigila, ai sensi dell'art. 19 del D.lgs. 27 gennaio 2010, n. 39:

- sul processo di informativa finanziaria;

---

[8] Cfr. *supra*, paragrafo n. 2.1.

[9] Cfr. Relazione relativa all'esercizio 2011, cit. – paragrafo n. 2.1.

- sull'efficacia dei sistemi di controllo interno, di revisione interna e di gestione del rischio;
- sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati;
- sull'indipendenza della società di revisione legale, con particolare riferimento alla prestazione di servizi non di revisione forniti alle società del Gruppo.

Nel corso del mese di febbraio 2013, nonché, da ultimo, nel febbraio 2014, il Collegio Sindacale ha accertato in capo al suo Presidente ed ai due Sindaci effettivi il possesso del requisito di indipendenza previsto dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli amministratori.

Non sono stati rilevati da parte del Collegio Sindacale fatti censurabili, omissioni e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione alle Autorità di Vigilanza ovvero menzione nella relazione all'Assemblea dei soci.

Nel corso dell'esercizio 2012, il Collegio Sindacale all'epoca in carica ha tenuto 16 riunioni che hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi e la costante presenza del Magistrato delegato della Corte dei conti.

2.5 - I compensi

2.5.1 - Compensi dei componenti non esecutivi del Consiglio di Amministrazione

Il compenso spettante ai componenti del Consiglio di Amministrazione è stato determinato dall'Assemblea dei soci del 29 aprile 2011 nella misura di € 85.000 lordi annui.

Il compenso aggiuntivo per i Consiglieri chiamati a far parte dei Comitati è stato successivamente fissato dal Consiglio di Amministrazione, con delibera adottata il 16 giugno 2011, su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale, nella misura € 30.000 lordi annui per il Presidente di ciascun Comitato e di € 20.000 per gli altri componenti, unitamente ad un gettone di presenza, per tutti i componenti, pari a 1.000 euro a seduta.

Il compenso complessivo riconosciuto a ciascun Consigliere per la partecipazione ai Comitati non può superare, tuttavia, la soglia di 70.000 euro lordi annui.

I Consiglieri non esecutivi in carica nel 2012 hanno maturato compensi, relativi alla partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati, per un importo complessivo di € 1.002.000 (€ 936.671 nel 2011).[10]

2.5.2 - Compensi del Presidente e dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale

Il trattamento economico complessivo spettante al Presidente ed all'Amministratore Delegato/Direttore Generale è stato determinato dal Consiglio di Amministrazione, sempre su proposta del Comitato per le remunerazioni, previo parere del Comitato parti correlate e sentito il parere del Collegio Sindacale, nella seduta del 9 novembre 2011.

La proposta del Comitato per le remunerazioni è stata supportata dalla consulenza di una primaria società internazionale, individuata all'esito di un'apposita indagine di mercato e previo accertamento e riconoscimento del possesso, in capo alla stessa, dei necessari requisiti di indipendenza.

Nello specifico, detta società ha condotto un'analisi di *benchmarking* sul trattamento riservato agli amministratori esecutivi e ai dirigenti con responsabilità strategiche in società, anche estere, operanti nello stesso settore di Enel, ovvero dotate di un modello di *business* omogeneo, particolarmente rappresentative per dimensioni economiche od operative.

Per il *Presidente del Consiglio di Amministrazione* è stato previsto:

- un emolumento fisso di € 750.000 annui, che assorbe il compenso di € 85.000 spettante quale componente del Consiglio di Amministrazione, nonché il compenso spettante per l'eventuale partecipazione a consigli di amministrazione di società controllate o partecipate, con conseguente rinuncia o riversamento alla Società degli stessi;
- un compenso variabile fino ad un massimo dell'80% dell'emolumento fisso annuale, subordinato al raggiungimento di obiettivi oggettivi e specifici assegnati annualmente dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni;[11]

---

[10] Va, tuttavia, segnalato che i compensi spettanti ad uno dei Consiglieri non esecutivi tratto dalla lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, trattandosi di un Dirigente dello stesso Ministero, sono stati interamente riversati, ad eccezione dei soli gettoni di presenza per la partecipazione ai Comitati, all'Amministrazione di appartenenza.

[11] Per il 2012, tali obiettivi sono stati individuati dal Consiglio di Amministrazione nella seduta del 7 marzo 2012; essi comprendono: *target* quantitativi – in linea con quelli assegnati ai Responsabili delle più importanti Divisioni del Gruppo – riferiti ad alcuni risultati fondamentali per la gestione aziendale, quali l'EBITDA consolidato, la riduzione dell'indebitamento finanziario consolidato, la realizzazione del piano di dismissioni per il 2012 nell'ottica di riduzione della posizione finanziaria netta di Gruppo, la capacità installata netta entrante del Gruppo (in MW) e la sicurezza sui luoghi di lavoro, e *target* qualitativi, relativi essenzialmente alla capacità di assicurare il positivo ed efficace funzionamento del Consiglio di Amministrazione, perseguendo il

- un compenso per l'eventuale partecipazione ai Comitati costituiti nell'ambito del Consiglio di Amministrazione di cui risulti componente.

Nell'anno 2012 il *Presidente del Consiglio di Amministrazione* ha maturato, a seguito dell'accertamento del raggiungimento degli obiettivi assegnati[12] un compenso complessivo di € 1.387.000, di cui € 750.000 a titolo di emolumento fisso, € 600.000 a titolo di emolumento variabile ed € 37.000 per la partecipazione alle riunioni del Comitato per la *Corporate Governance*.

Per l'*Amministratore Delegato e Direttore Generale*, è stato, invece, previsto:
- un emolumento fisso di € 720.000, riferito alla carica Amministratore Delegato, che assorbe il compenso di € 85.000 spettante quale componente del Consiglio di Amministrazione nonché il compenso spettante per l'eventuale partecipazione a consigli di amministrazione di società controllate o partecipate;
- un emolumento fisso di € 703.357 riferito alla carica di Direttore Generale;
- un compenso variabile di breve termine, distintamente per la carica di Amministratore Delegato e per quella di Direttore Generale, subordinato al raggiungimento di obiettivi oggettivi e specifici assegnati annualmente dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni, in misura non superiore, in entrambi i casi, al 150% del compenso fisso spettante per ciascuno dei due incarichi sopra indicati;[13]
- un compenso variabile di medio-lungo periodo derivante dalla partecipazione, in qualità di Direttore Generale, ai piani di incentivazione di lungo termine (piani di *Long Term Incentive- "LTI"* - di tipo *cash*) varati periodicamente dalla Società nei confronti del *top management* del Gruppo.[14]

Nell'anno 2012, l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, a seguito dell'accertamento da parte del Consiglio di Amministrazione del raggiungimento degli obiettivi annuali assegnati[15], ha maturato un compenso complessivo di € 4.017.027

---

raggiungimento di un alto livello di coesione e di senso di appartenenza; il peso percentuale degli obiettivi qualitativi rispetto agli obiettivi quantitativi, in termini di premio massimo erogabile, è pari a circa il 17%.

[12] Da parte del Consiglio di Amministrazione, nella seduta del 4 aprile 2013.

[13] Per il 2012 tali obiettivi sono stati fissati dal Consiglio di Amministrazione nella medesima seduta del 7 marzo 2012 e comprendono, anch'essi, *target* quantitativi e qualitativi: i primi, sulla base di una specifica previsione della politica per la remunerazione, sono identici a quelli assegnati al Presidente, al fine di valorizzare la collaborazione sinergica tra i due *manager* (pur nell'ambito dell'autonomia e della salvaguardia dei poteri attribuiti a ciascuno di essi); i secondi concernono aspetti specifici di gestione, individuati nei risultati dell'indagine di clima aziendale e nell'implementazione del piano di ristrutturazione organizzativa del Gruppo; anche per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale il peso percentuale degli obiettivi qualitativi rispetto a quelli quantitativi, in termini di premio massimo erogabile, è pari al 17% circa.

[14] Cfr., *infra*, paragrafo n. 3.2.

[15] Nella stessa seduta del 4 aprile 2013.

(con un decremento pari al 6,89% rispetto al corrispondente dato dell'esercizio 2011), di cui:

- € 720.000, a titolo di emolumento fisso per l'incarico di Amministratore Delegato;
- € 703.357, a titolo di emolumento fisso per l'incarico di Direttore Generale;
- € 2.135.036, a titolo di emolumento variabile per il raggiungimento degli obiettivi di breve termine, di cui € 1.080.000 relativamente alla carica di Amministratore Delegato, ed € 1.055.036 relativamente a quella di Direttore Generale;
- € 390.000 euro, a titolo di emolumento variabile di medio-lungo periodo relativo alla seconda tranche del piano LTI 2010.[16]

2.5.3 - Compensi dei componenti il Collegio Sindacale

Il compenso dei componenti il Collegio Sindacale in carica nel 2012 è stato determinato dall'Assemblea dei soci del 29 aprile 2010, nella misura di 85 mila euro annui per il Presidente e di 75 mila euro annui per ciascuno dei Sindaci effettivi, per un importo complessivo, relativamente all'esercizio 2012, di 235 mila euro. [17]

Ai componenti dei Collegi Sindacali delle società controllate di diritto italiano è stato riconosciuto, quale emolumento per la carica ricoperta, un importo fisso onnicomprensivo degli onorari secondo le seguenti fasce:

- 40.000 euro per i Presidenti e 30.000 euro per i sindaci effettivi nelle società di maggiori dimensioni;
- 30.000 euro per i Presidenti e 20.000 euro per i sindaci effettivi nelle società di medie dimensioni;
- 20.000 euro per i Presidenti e 10.000 euro per i sindaci effettivi nelle società di minori dimensioni.[18]

---

[16] In tale importo non è compresa – come nel precedente esercizio - la somma di 68 mila euro circa, pari alla valorizzazione di benefici non monetari fruiti, per l'uso promiscuo di un'autovettura di servizio, per la copertura assicurativa del rischio di infortunio extraprofessionale in favore dei dirigenti con responsabilità strategiche e per le prestazioni del Fondo Pensione integrativo destinato ai dirigenti del Gruppo, nonché dell'ASEM (Associazione Assistenza Sanitaria Integrativa dirigenza Energia e Multiservizi).

[17] Va, tuttavia, evidenziato che l'emolumento spettante ad uno dei Sindaci effettivi è stato interamente versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri – Dipartimento della Funzione Pubblica - del 1° marzo 2000.

[18] Sino all'esercizio 2011 è stato, invece, riconosciuto un compenso pari al minimo delle tariffe professionali dei dottori commercialisti, con la previsione di un *plafond* massimo annuo di euro 40.000 per il ruolo di Presidente e di € 30.000 per quello di Sindaco effettivo

2.5.4 - Compensi dei Dirigenti con responsabilità strategiche

Ai Dirigenti con responsabilità strategiche (Direttori di Funzione della *Holding* e Direttori di Divisione per un totale di 17 posizioni) sono stati corrisposti nel 2012 emolumenti per complessivi 19.020.975 euro (pari a circa 1.118.880 euro pro-*capite*); nell'esercizio precedente erano stati corrisposti, sempre per n. 17 posizioni, emolumenti per 19.853.971 euro (pari a circa 1.167.880 euro pro-*capite*).

Per prassi aziendale, i dirigenti in servizio chiamati ad assumere la carica di Consiglieri di Amministrazione, nonché di Presidenti, ovvero di Amministratori Delegati delle società del Gruppo, hanno l'obbligo di rinunciare ai compensi deliberati in loro favore dalle predette società, ovvero di riversarli alla società di appartenenza.

Sulla struttura e sull'entità della retribuzione dei Dirigenti con responsabilità strategiche si riferirà più dettagliatamente nel paragrafo n. 3.2 che segue, nel quale sarà sinteticamente illustrata anche la politica retributiva di Enel nei confronti dell'intero *management*.

2.5.5 - La relazione sulla remunerazione ai sensi dell'art. 123-ter del T.U.F.

L'art. 123-*ter* del D.lgs. 24 febbraio 1998 n. 58 (Testo Unico della Finanza), introdotto dal D.lgs. 30 dicembre 2010 n. 259, che ha recepito le Raccomandazioni della Commissione europea nn. 2004/913/CE e 2009/385/CE in materia di remunerazione degli amministratori delle società con azioni quotate, ha previsto, con effetto dal 2011, che tali società *"...mettono a disposizione del pubblico, almeno 21 giorni prima..."* della data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio, *"...una relazione sulla remunerazione..."* predisposta sulla base delle indicazioni fornite dalla CONSOB, disponendo, altresì, che la prima sezione di tale relazione – illustrativa della politica adottata in materia di remunerazione dei componenti dell'organo di amministrazione, dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche, con riferimento almeno all'esercizio successivo a quello del bilancio sottoposto ad approvazione assembleare – deve essere sottoposta al voto consultivo degli azionisti.

In attuazione di tale norma, gli Amministratori della Società hanno redatto una apposita relazione in cui è stata esposta una dettagliata informativa al mercato ed agli azionisti, sia sulla politica in materia di remunerazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione, del Direttore Generale e dei Dirigenti con responsabilità strategiche da adottare per il 2013 (Sezione I), sia sui compensi corrisposti, nell'esercizio 2012, agli stessi soggetti, nonché ai Sindaci effettivi, quali sopra riportati (Sezione II).

La prima Sezione della relazione sulla remunerazione è stata sottoposta – come già riferito[19] - al voto consultivo dell'Assemblea tenutasi il 30 aprile 2013, che l'ha approvata con una maggioranza del 96,34% del capitale rappresentato.

Al riguardo, merita di essere evidenziato che in tale relazione – come si già avuto modo di anticipare nella Relazione relativa precedente esercizio[20] – il Consiglio di Amministrazione, conformandosi all'auspicio espresso dal socio pubblico di maggioranza nel corso dell'assemblea del 30 aprile 2012 in considerazione della contingente situazione di difficoltà del contesto economico e ad analoghe raccomandazioni formulate da questa Corte,[21] ha previsto, su proposta del Comitato per le Remunerazioni e con il consenso degli interessati, una sensibile diminuzione della retribuzione variabile spettante nel 2013 all'Amministratore delegato e al Presidente del Consiglio di Amministrazione (nonché ai dirigenti con responsabilità strategiche[22]), prevedendo, in sintesi:

- una riduzione dell'ammontare della remunerazione variabile di breve termine erogabile al Presidente del Consiglio di Amministrazione, come risultante dal livello di raggiungimento degli obiettivi di *performance*, pari al 30%;
- il completo azzeramento dell'ammontare della remunerazione variabile di breve termine, come risultante dal livello di raggiungimento degli obiettivi di *performance*, erogabile all'Amministratore Delegato/Direttore Generale, con riguardo al rapporto di amministrazione, e la sua riduzione del 30%, con riferimento al rapporto dirigenziale, con una conseguente diminuzione complessiva di tale trattamento pari al 65% circa.

È stata, altresì, prevista nel trattamento retributivo relativo ad entrambi i suddetti amministratori esecutivi con carattere, invece, di definitività:

- l'introduzione, di una specifica clausola (c.d. *clawback*), secondo cui, la retribuzione variabile è ripetibile da parte della Società laddove risulti erogata sulla base di dati rivelatisi in seguito manifestamente errati;
- l'abrogazione della clausola secondo cui, in caso di revoca del mandato senza giusta causa, veniva ad essi riconosciuto un importo pari all'ammontare dell'emolumento fisso e variabile di breve termine cui avrebbero avuto diritto sino alla naturale scadenza del mandato stesso.

---

[19] Cfr. *supra* paragrafo n. 2.1.

[20] Cfr. Relazione relativa all'esercizio 2011 - nota n. 27 e punto n. 10.6 del paragrafo n. 9 ("Conclusioni").

[21] *Ibidem*.

[22] Sul che, si riferirà, più nel dettaglio, al paragrafo n. 3.2. che segue.

3. - Le risorse umane

3.1 - Consistenza e costo del personale

La consistenza del personale del *Gruppo Enel*, come risulta dal prospetto sotto riportato, è diminuita, nell'esercizio 2012, di 1.658 unità (-2,2%), prevalentemente per l'effetto negativo del saldo tra le cessazioni intervenute nel corso dell'anno (n. 4.235), e le assunzioni effettuate nel medesimo periodo (n. 2.708).

ORGANICO GRUPPO ENEL (Italia + Estero)			
	2012*	**2011****	**2010*****
Consistenza al 1.1	***75.360***	***78.313***	***81.208***
A) Variazioni perimetro operativo e acquisizioni:			
Acquisizione di società			43
Cessioni nel perimetro estero			-291
Cessione ramo azienda Enel Distribuzione			-87
Cessioni nel perimetro estero		- 2.213	
Cessione Deval e Vallenergie		-170	
Cessione 51% Hydro Dolomiti Enel		-79	
Cessioni nel perimetro estero	-109		
Cessione Wisco	-22		
Saldo A	***-131***	***-2462***	***-335***
B) Assunzioni - Cessazioni:			
Assunzioni	2.708	4.230	3.761
Cessazioni	-4.235	-4.721	-6.321
Saldo B	***-1.527***	***-491***	***-2.560***
Consistenza al 31.12	**73.702**	**75.360**	**78.313**
variazione %	*-2,20%*	*-3,77%*	

** la consistenza finale al 31.12.2012 comprende 37 risorse riferibili al perimetro di società classificato come "posseduto per la vendita"*

*** la consistenza finale al 31.12.2011 comprende 135 risorse riferibili al perimetro di società classificato come "posseduto per la vendita"*

**** la consistenza finale al 31.12.2010 comprende 2.324 risorse riferibili al perimetro di società classificato come "posseduto per la vendita"*

Come evidenziato nel prospetto che segue, il numero delle cessazioni consensuali per esodo incentivato in Italia è diminuito del 18,3% rispetto all'esercizio precedente (dirigenti, -50%, quadri -52,9%, impiegati -13,7% e operai -14,9%).

Diminuisce, altresì, per tutte le categorie dei dipendenti, il costo complessivo degli esodi incentivati per un importo pari a 16 milioni di euro circa (-13,4%); risulta

invece in aumento l'importo medio dell'incentivo, che, rispetto al 2011, passa da 104.352 euro a 110.523 euro (+5,9%).[23]

ESODO INCENTIVATO IN ITALIA						
	N. unità		Costo esodo (in €/milioni)		Importo medio (in € arrot.)	
Categorie	2012	2011	2012	2011	2012	2011
- Dirigenti	9	18	6	8	640.889	455.500
- Quadri	49	104	7	13	135.297	128.213
- Impiegati	548	635	64	66	117.492	103.435
- Operai	325	382	26	32	80.350	82.834
Totale	**931**	**1.139**	**103**	**119**	**110.523**	**104.352**
variazione %	*-18,3%*		*-13,4%*		*5,9%*	

I seguenti due prospetti riportano, invece, rispettivamente, la distribuzione del personale per aree di attività (Italia+Estero) e per aree professionali.

A fronte di un decremento del 2,2 % del totale degli addetti, la distribuzione del personale presenta una diversa evoluzione nell'ambito delle varie aree di attività: nello specifico, risultano in diminuzione gli addetti delle Divisioni Internazionale, Mercato, Generazione ed Energy Management e Infrastrutture e Reti, mentre si incrementa il numero degli addetti nella divisione Energie Rinnovabili.

ORGANICO GRUPPO ENEL PER *AREA DI ATTIVITÀ* (Italia + Estero)					
	n. addetti	*incid. %*	*var.% 2012/2011*	n. addetti	*incid. %*
al 31/12	2012			2011	
Mercato	3.674	*5%*	*-1,9%*	3.745	*5%*
Generazione ed Energy Management	6.043	*8%*	*-3,7%*	6.277	*8%*
Infrastrutture e reti	18.632	*25%*	*-1,7%*	18.951	*25%*
Iberia e America Latina*	22.807	*31%*	*-0,3%*	22.877	*30%*
Internazionale**	12.652	*17%*	*-8,2%*	13.779	*18%*
Energie Rinnovabili	3.512	*5%*	*8,8%*	3.229	*4%*
Altro, elisioni e rettifiche***	6.382	*9%*	*-1,8%*	6.502	*9%*
Totale	**73.702**	***100%***	***-2,2%***	**75.360**	***100%***
variazione %	*-2,2%*				

** Includeva 113 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31.12.2011*

***Include 37 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2012*

****Includeva 22 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011*

[23] Tale incremento è in larga parte dovuto alla maggior onerosità di circa 300 esodi, previsti inizialmente nel 2011, ma che, a causa dell'incertezza normativa determinata dalla riforma del mercato del lavoro con i connessi impatti sulla maturazione dei requisiti pensionistici, sono stati posticipati al marzo 2012, con conseguente allungamento dei tempi di maturazione di tali requisiti.

Per ciò che concerne la composizione per categorie professionali (tabella seguente), si evidenzia che, alla fine dell'esercizio, su una consistenza complessiva di 73.702 dipendenti, i dirigenti[24] erano 1.123, pari all'1,5% dell'organico (1,6% nel 2011), i quadri erano 14.766, pari al 20,0% (18,7% nel 2011), il numero degli impiegati ammontava a 40.206, pari al 54,6% (54,5% nel 2011), mentre gli operai assommavano a 17.607, pari al 23,9% (25,2% nel 2011).

Anche in termini di *"forza media"* si registra una variazione dell'organico in diminuzione (-2,2%).

ORGANICO GRUPPO ENEL PER *CATEGORIE PROFESSIONALI*	**2012**	**2011**	**2012****	**2011**
(Italia + Estero)	**FORZA MEDIA (*)**		**Consistenza al 31/12**	
- Dirigenti	1.176	1.219	1.123	1.190
- Quadri	14.431	13.908	14.766	14.098
- Impiegati	40.610	41.292	40.206	41.085
- Operai	18.393	19.847	17.607	18.987
Totale	**74.610**	**76.266**	**73.702**	**75.360**
variazione %	*-2,2%*		*-2,2%*	

** Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel*

*** Include 37 unità riferite al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita"*

Il costo complessivo del personale del Gruppo Enel (tabella a seguire) è pari, nel 2012, a 4.860 milioni di euro, registrando un incremento rispetto all'esercizio precedente (+13,1%), dovuto principalmente alla conclusione del programma di incentivazione all'esodo e alla cessazione delle agevolazioni tariffarie per i dipendenti italiani, avvenuta nel 2011, che aveva contribuito ad abbattere notevolmente il costo nel precedente esercizio[25].

Occorre inoltre tener presente che il dato del 2011 era stato fortemente influenzato dalle rilevanti variazioni di perimetro intervenute in America Latina, in Bulgaria e in Italia.[26]

---

[24] Include personale con CCNL per i Dirigenti di aziende produttrici di beni e servizi (Italia), Directivos (Spagna e America Latina) ed Executives (Divisione Internazionale e comparto estero della Divisione Energie Rinnovabili).

[25] Cfr. Relazione relativa all'esercizio 2011 cit. - paragrafo n. 3.1; al netto di tali fattori, la variazione in aumento del costo complessivo del lavoro si attesterebbe intorno al 5%.

[26] *Ibidem*.

(milioni di euro)

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero)						
	2012			2011		
	Onere Totale	di cui	Stipendi e salari	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari
Totale generale	**4.860**		**3.511**	**4.296**		**3.335**
variazione %	*13,1%*		*5,3%*			

Il prospetto che segue evidenzia, invece, la consistenza e il costo complessivo del personale del Gruppo Enel in Italia.

L'onere complessivo si incrementa dell'8,9%, mentre quello relativo agli stipendi e ai salari stipendi e salari registra un leggero incremento (+0,7%) in conseguenza della dinamica salariale.

Con riguardo alle singole categorie di inquadramento, si registra un decremento dell'onere totale per i dirigenti, mentre per i quadri, gli impiegati e gli operai, si evidenzia un aumento (rispettivamente del 12,5%, 9,8% e 8,9%) essenzialmente dovuto alle anzidette ragioni.

(milioni di euro)

ORGANICO e COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia) ESCLUSO INCENTIVO ALL'ESODO							
			2012			2011	
Categorie	Consistenza al 31.12.2012	Consistenza al 31.12.2011	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari
- Dirigenti	442	452	170		102	179		107
- Quadri	4.693	4.456	447		316	397		294
- Impiegati	21.367	21.773	1.406		973	1.281		969
- Operai	9.702	10.161	621		426	570		434
Totale Italia	**36.205**	**36.842**	**2.644**		**1.816**	**2.427**		**1.804**
variazione %	*-1,7%*		*8,9%*		*0,7%*			

Con riferimento al comparto Estero (cfr. i due prospetti seguenti), si evidenzia un incremento del costo complessivo pari al 9,1%, che si riduce al 7,5%, se si esclude l'onere relativo agli esodi incentivati.

(milioni di euro)

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero)						
	2012			2011		
	Onere Totale	di cui	Stipendi e salari	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari
Totale Estero	2.168		1.693	1.988		1.531
variazione %	*9,1%*		*10,6%*			

(milioni di euro)

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero) ESCLUSO INCENTIVO ALL'ESODO						
	2012			2011		
	Onere Totale	di cui	Stipendi e salari	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari
Totale Estero	2.182		1.693	2.030		1.531
variazione %	*7,5%*		*10,6%*			

Il costo unitario medio complessivo del personale del Gruppo Enel (cfr. le due tabelle riportate in seguito) registra un aumento pari al 15,6%, a fronte di un incremento nel costo medio per salari e stipendi pari a al 7,7%.

Ove si depuri il dato dai costi per l'incentivazione all'esodo, l'incremento del costo medio totale è, pari, invece, al 10,7%.

(migliaia di euro)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero)						
	2012			2011		
	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi
Totale	74.610	65,1	47,1	76.266	56,3	43,7

(migliaia di euro)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero) ESCLUSO INCENTIVO ALL'ESODO						
	2012			2011		
	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi
Totale	74.610	64,7	47,1	76.266	58,4	43,7

La tabella che segue espone, invece, il costo unitario medio del personale dipendente in Italia.

Al riguardo, si evidenzia che il costo medio totale aumenta del 10,6%, mentre quello riferito alla sola voce stipendi e salari si incrementa del 2,3%.

L'analisi per categoria, mostra un decremento pari all'1,8% per i dirigenti e un incremento pari, rispettivamente, al 7,8% per i quadri, all'11,1% per gli impiegati e al 14,1% per gli operai.

(migliaia di euro)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia) ESCLUSO INCENTIVO ALL'ESODO*						
Categorie	2012			2011		
	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi
- Dirigenti	452	376,2	225,4	468	383	228,8
- Quadri	4.532	98,5	69,7	4.341	91	67,8
- Impiegati	21.643	65,0	44,9	21.914	58	44,2
- Operai	9.988	62,2	42,7	10.461	54	41,5
Totale Italia	**36.615**	**72,2**	**49,6**	**37.184**	**65,3**	**48,5**
variazione %	*-1,5%*	*10,6%*	*2,3%*			

** Costo lavoro IAS\IFRS*

Con riguardo, infine, al costo unitario medio del personale del Gruppo Enel all'Estero (cfr. la tabella riportata di seguito), si assiste ad un incremento del 10,6% di quello totale e del 13,8% di quello riferito ai salari e stipendi.

(migliaia di euro)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero) ESCLUSO INCENTIVO ALL'ESODO*						
	2012			2011		
	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi
Media generale Estero	**37.995**	**57,4**	**44,6**	**39.082**	**51,9**	**39,2**

3.2 - Remunerazione e sistema di incentivazione del management

La politica retributiva adottata dall'Enel nei confronti del *management* del Gruppo contempla l'attribuzione di un emolumento strutturato su una componente fissa, e due componenti variabili: una a breve termine e una a medio-lungo termine (c.d. *pay-mix*).

La componente fissa, previe analisi di *benchmarking* volte a garantirne un corretto posizionamento in termini di competitività con i mercati di riferimento, tende a retribuire in maniera adeguata e secondo criteri meritocratici, le competenze distintive necessarie per ricoprire il ruolo assegnato, l'ampiezza di responsabilità, nonché il contributo complessivo fornito per il raggiungimento dei risultati di *business*.

La componente variabile di breve periodo è essenzialmente basata sul *MBO* (*Management By Objectives*) e coinvolge circa il 98% dei dirigenti e circa il 19% dei quadri.

Essa retribuisce la *performance* in una logica di merito e sostenibilità ed è caratterizzata dall'erogazione di un compenso annuo monetario, la cui misura varia in

funzione del livello di raggiungimento di obiettivi predefiniti, sia individuali che di gruppo, correlati al piano industriale, assegnati e misurati con riferimento al singolo esercizio.

I *target* sono normalmente di tre tipi:

- economico-finanziari, in linea con gli obiettivi strategici di *budget* del Gruppo (EBITDA[27] consolidato e/o Indebitamento Finanziario Netto di Gruppo consolidato), ovvero delle singole Divisioni/Aree di *Business*;
- tecnici e/o di progetto, in relazione alle specifiche funzioni svolte nelle diverse Divisioni/Aree di Business;
- comportamentali, vale a dire in linea con il "Modello di *Leadership*" del Gruppo, nel quale sono descritti i comportamenti rilevanti che contribuiscono al raggiungimento di una *performance* di successo capace di assicurare una crescita sostenibile nel tempo (trattasi di comportamenti specifici in materia di sicurezza sul lavoro, gestione del cambiamento, assunzione di responsabilità e rischi, presidio delle competenze, e crescita dei collaboratori).

L'MBO prevede l'attribuzione di una base monetaria annua che può variare da un livello minimo (che può corrispondere all'azzeramento stesso in caso di mancato raggiungimento di tutti gli obiettivi assegnati) ed uno massimo (pari per il *top management* al 150%) in caso di *over performance* su tutti gli obiettivi.

Sono previsti, inoltre, fattori correttivi moltiplicatori o demoltiplicatori che possono ulteriormente incrementare o decrementare, fino ad azzerare, il premio in relazione al raggiungimento degli obiettivi di Gruppo (solitamente EBITDA e IFN), ovvero al peggioramento dell'indice di frequenza degli infortuni rispetto a quello registrato nell'anno precedente.

Come strumento di incentivazione di lungo termine, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha abbandonato, a decorrere dal 2009, il sistema dei piani di *stock option* (deliberati sino al 2008 e di *Restricted Share Units* (RSU), varati nel 2008 e nel 2009, entrambi legati all'andamento del titolo, adottando[28] piani di incentivazione del tipo *Long Term Incentive* (LTI), che prevedono, in estrema sintesi, l'erogazione di un controvalore in denaro (*cash*) assumendo a riferimento un multiplo della retribuzione fissa con riferimento ad una tabella determinata per fascia di appartenenza.

Nel corso del 2012 sono stati varati due piani di tale tipo, uno riservato al *top management* ed uno per la generalità del *management*, le cui caratteristiche sono

---

[27] *Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization* (Margine Operativo Lordo).

[28] Per la prima volta nella seduta del 30 luglio 2009.

state dettagliatamente illustrate nella relazione relativa al precedente esercizio, alla quale pertanto si rimanda.[29]

Sull'argomento va, infine, riferito che, in sede di approvazione della Relazione sulla remunerazione, il Consiglio di Amministrazione ha operato, per l'anno 2013 e in analogia a quanto disposto per l'Amministratore delegato e per il Presidente,[30] un significativo intervento anche sulla politica di remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche, prevedendo:

- una riduzione dell'ammontare della remunerazione variabile di breve termine erogabile come risultante dal livello di raggiungimento degli obiettivi di *performance*, pari al 30%;
- il congelamento della dinamica retributiva discrezionale relativa alla remunerazione fissa;
- il conseguente contenimento della remunerazione variabile di lungo termine (in quanto calcolata assumendo come base una quota percentuale della remunerazione fissa);
- l'introduzione nel trattamento retributivo, con carattere di definitività, di una specifica clausola (c.d. *clawback*), secondo cui la retribuzione variabile è ripetibile da parte della Società laddove risulti erogata sulla base di di dati rivelatisi in seguito manifestamente errati.

Tali misure sono state estese al restante *management*, prevedendosi, in questo caso, una riduzione della remunerazione variabile di breve termine pari al 20%.

3.3 - Salute e sicurezza dei lavoratori

La tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori è demandata ad una specifica Unità organizzativamente inserita nella funzione "*Human Resources and Organization*" di *Holding* che definisce le relative strategie, coordina progetti ed iniziative trasversali ed ha compiti di indirizzo, coordinamento e controllo nei confronti delle unità *Healt & Safety* divisionali.

Nel 2012, l'indice di frequenza degli infortuni, (numero infortuni/milioni di ore lavorate) ha registrato un'ulteriore diminuzione del 16% rispetto al dato del 2011, scendendo da 2,36 a 1,98.

Si è ridotto, parimenti, rispetto al 2011, il *tasso di gravità* (giorni di assenza/1.000 ore lavorate), passando da 0,11 a 0,10.

---

[29] Cfr. Relazione relativa all'esercizio 2011, cit. - paragrafo n. 3.3.

[30] Cfr. *supra* paragrafo n. 2.5.5.

I suddetti dati, se valutati alla luce di quelli omologhi ed ugualmente positivi degli esercizi precedenti, attestano la costante attenzione riservata dalla Società a questa delicata materia, che rappresenta un valore strategico e una priorità assoluta, come, del resto, è dimostrato dalla diretta incidenza del miglioramento dei sopra riportati indici di *performance* relativi alla sicurezza sul lavoro sull'attribuzione dell'MBO. [31]

Tali *trend* positivi sono il risultato della strategia posta in essere da Enel, dapprima con il progetto "*Nine Points Safety Improvement Plan*" e, successivamente, con il "Programma 5+1", per il raggiungimento dell'obiettivo "Zero Infortuni".

Il "Programma 5+1" si articola in 6 aree chiave per il miglioramento continuo dei processi di salute e sicurezza: sviluppo della cultura della sicurezza e della formazione; sicurezza nei processi di appalto; comunicazione; sicurezza strutturale ed innovazione tecnologica; grandi opere; salute.

Nel 2012, inoltre, accanto al "Programma 5+1" è stato varato il progetto globale "*One Safety*", che si articola in due aree di intervento: la prima volta al potenziamento della *leadership* per la sicurezza del management aziendale attraverso l'organizzazione di una giornata dedicata al valore della salute e sicurezza nell'ambito del programma di formazione manageriale "GOAL"; l'altra, finalizzata alla promozione di comportamenti sicuri attraverso l'implementazione di un processo sistematico di osservazione dei comportamenti con restituzione del *feedback*.

3.4 - Consulenze

Il processo autorizzativo per l'affidamento delle consulenze in ambito aziendale risulta disciplinato dalla procedura n. 84 emessa con circolare n. 158 del 14.12.2006, secondo cui, tra l'altro, sono soggette a specifica approvazione dell'Amministratore Delegato quelle che prevedono un corrispettivo superiore a 75.000 euro.

All'instaurazione dei relativi rapporti provvede all'attualità, nel nuovo modello organizzativo "*One Company*", la funzione *Global Procurement*, la quale ha fornito i dati riferiti al solo "Perimetro Italia" degli impegni assunti per gli incarichi di consulenza affidati nel 2012 mediante contratti vincolanti, anche di durata ultrannuale (c.d. "contrattualizzato"), a confronto con quelli dell'esercizio precedente.

Tali dati, pertanto, non comprendono il "contrattualizzato" riferito alle società estere del Gruppo e i contratti infra-gruppo.[32]

---

[31] Cfr. *supra*, paragrafo precedente.

[32] Per ragioni di uniformità non sono incluse nemmeno eventuali varianti a contratti assegnati in anni precedenti e con data di emissione 2012 inseriti nei sistemi SAP successivamente al 7 gennaio 2013.

Limitatamente al suddetto perimetro di riferimento, il valore complessivo delle consulenze assegnate nel corso dell'esercizio 2012 ammonta a 40,2 milioni di euro e presenta un significativo incremento (+41,1%) rispetto all'ammontare riferito all'esercizio 2011 (pari a 28,5 milioni di euro), che si registra, tuttavia, dopo un biennio di significativi decrementi (-57% nel 2011 rispetto al 2010, pari a -37,7 milioni di euro, e -45,5%, pari a -55,3 milioni di euro, nel 2010 rispetto al 2009).

Come si evince dal seguente prospetto, nel corso dell'esercizio 2012 sono state richieste prevalentemente consulenze di "*Merger & Acquisition*",[33] che rappresentano il 51,7% del totale contrattualizzato, seguite da quelle "Strategiche/Organizzative/Direzionali", che concorrono per il 36,7% al totale contrattualizzato; seguono, con importi decisamente inferiori, le consulenze "Legali" e quelle "Amministrative fiscali/finanziarie".

Il confronto con l'esercizio precedente evidenzia, ancora, che il riferito incremento è dovuto essenzialmente al sensibile aumento delle consulenze per "*Merger & Acquisition*" (+16,8 milioni di euro, pari a +420%), e di quelle *Strategiche/Organizzative/Direzionali* (+4,1 milioni di euro, pari a +39%).

CONSULENZE

Tipologia	**2012**		**2011**		**2012/2011**
	Milioni €	%	Milioni €	%	%
Merger & Acquisition	20,8	51,7	4,0	14,0	+420,0
Strategiche/Organizz.ve/Direzionali	14,7	36,6	10,6	37,2	+38,7
Legali e societarie	1,9	4,7	1,6	5,6	+18,8
Ammin.ve/fiscali/finanziarie	1,0	2,5	7,8	27,2	-87,2
Commerciali	0,9	2,2	2,8	9,8	-67,9
Comunicazione e legate al Personale	0,9	2,2	1,7	6,0	-47,1
Assicurative	-	-	-	-	-
Totali	**40,2**	100	**28,5**	100	**+41,1**

Ripartendo gli ordini in funzione del loro numero e del livello dell'ammontare degli stessi, si ricavano (con esclusione delle *consulenze* riferite al settore *Merger & Acquisition*), le evidenze riportate nella tabella che segue.

[33] La dizione *Merger & Acquisition* comprende i seguenti settori funzionali: Pianificazione generale, progettazione ed esecuzione di operazioni di *business development* (acquisizioni, cessioni, fusioni, scissioni, *joint venture*, iniziative strategiche, operazioni di collocamento azionario e obbligazionario, processo di *financing* di operazioni straordinarie etc.).

(milioni di euro)

Consulenze	**2012**		**2011**	
Intervallo importi (Euro)	Numero ordini	Importo	Numero ordini	Importo
<75.000	56	2,5	84	3,1
>75.000<200.000	17	2,1	23	2,9
>200.000<1.000.000	14	6,0	17	6,3
>1.000.000	5	8,8	6	12,2
Totali	**92**	**19,4**	**130**	**24,5**

Con riferimento, invece, alle consulenze per le attività di *Merger & Acquisition*, si riporta, qui di seguito, una specifica tabella, in cui le stesse sono riassunte per intervallo di importi.

(milioni di euro)

Consulenze *Merger & Acquisition*	**2012**		**2011**	
Intervallo importi (Euro)	Numero ordini	Importo	Numero ordini	Importo
<75.000	3	0,1	4	0,2
>75.000<200.000	-	-	2	0,2
>200.000<1.000.000	2	0,6	2	1,0
>1.000.000	3	20,1	1	2,6
Totali	**8**	**20,8**	**9**	**4,0**

La Corte, pur riconoscendo l'esigenza del ricorso a competenze professionali specialistiche esterne nelle attività aventi particolare carattere di straordinarietà, complessità e rilievo economico (quali, tipicamente, quelle di *"Merger & Acquisition"*, che, in effetti, comportano spesso la necessità di acquisire pareri e consulenze - nonché di avvalersi dell'attività - di soggetti terzi ed indipendenti), non può che ribadire la raccomandazione, già formulata in occasione delle precedenti relazioni, circa l'esigenza di limitare il ricorso alle prestazioni di professionisti esterni ai casi in cui vi sia una reale esigenza che trascenda le possibilità operative della struttura societaria, in osservanza del generale principio della corretta gestione delle risorse disponibili, secondo criteri di efficienza, efficacia ed economicità.

4. - Il piano industriale e degli investimenti

4.1 - Obiettivi e progetti

Nel corso della riunione del 7 marzo 2012, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il *Piano industriale e degli investimenti 2012/2016*, i cui principali obiettivi, ai fini del raggiungimento delle priorità strategiche perseguite, possono sintetizzarsi, con riferimento a ciascuna Divisione, come segue:

- Divisione Mercato: mantenere la leadership nel mercato libero contribuendo alla protezione dei margini del Gruppo sia nel mercato elettrico che in quello del gas; garantire l'eccellenza operativa e la qualità del servizio a beneficio dei clienti finali anche grazie a nuovi servizi e tariffe; contribuire alla stabilità finanziaria del Gruppo attraverso l'ottimizzazione del capitale circolante.
- Divisione Generazione ed *Energy Management*: attuare una politica di investimenti con approccio *just in time* per adeguarsi alle condizioni di mercato; difendere i margini e allineare strategie di *hedging* alle condizioni di mercato; ottimizzare la gestione degli impianti marginali; proseguire nei programmi di efficientamento e *best practice sharing*.
- Divisione Infrastrutture e Reti: nell'ambito del mercato domestico assicurarsi la *leadership* nel *cost to serve*, garantendo, nel contempo, la qualità; proseguire nello sforzo di efficientamento e condivisione di *best practices* così da consentire il trasferimento di tecnologia e *know how* nelle aree del Gruppo; ottimizzare piani di sviluppo e investimento gestendo al meglio le opportunità derivanti dalle politiche regolatorie; fornire nuovi servizi e offerte basati sull'evoluzione delle tecnologie garantite dall'innovazione tecnologica; sviluppare e implementare le reti intelligenti per il trasporto bi-direzionale dell'energia (c.d. *Smart Grids*).
- Divisione Energie Rinnovabili: sviluppare ulteriormente un portafoglio bilanciato sia dal punto di vista tecnologico che geografico con *focus* su mercati a forte crescita e con approccio fortemente selettivo; proseguire nei programmi di ottimizzazione delle performance degli impianti, riduzione dei costi operativi e sfruttamento di economie di scala; garantire lo sfruttamento dell'innovazione tecnologica.
- Divisione Iberia e America Latina: difendere il posizionamento competitivo nei mercati di riferimento e gestire l'evoluzione dei contesti regolatori; proseguire l'opera di consolidamento attraverso implementazione di sinergie, programmi di efficientamento e trasferimento di *best practices* per raggiungere l'eccellenza operativa in tutti i Paesi di presenza; perseguire la crescita organica di lungo termine

in America Latina come *driver* di sviluppo del Gruppo, operando, come anche nella penisola iberica, una rigida selezione degli investimenti; incremento sino a 1,1 GW di capacità e sino a 1,8 mln di nuovi clienti in distribuzione in America Latina.

- Divisione Internazionale: consolidare le realtà nei diversi Paesi per raggiungere la redditività *target*; trasferire le *best practices* ed integrare processi e sistemi; operare una rigorosa disciplina finanziaria nella formulazione dei piani di investimento con particolare riguardo alla gestione operativa; diffondere, in alcune delle aree di presenza, l'utilizzo dei contatori digitali per una rilevazione più accurata dei consumi dei clienti, consentendo l'implementazione di nuove offerte commerciali.

- Divisione Upstream Gas: gestire l'*upstream* gas in Russia; sviluppare selettivamente e direttamente progetti in Italia; partecipare a *joint venture* minoritarie, accuratamente selezionate, all'estero; supportare le attività di approvvigionamento attraverso il costante monitoraggio della base costi.

La tabella che segue espone il piano degli investimenti[34] 2012/2016, suddiviso per anno ed area di attività.

(milioni di euro)

	2012	2013	2014	2015	2016	TOTALE
Iberia e Am. Latina	2.762	2.826	2.601	2.374	2.330	**12.893**
Internazionale	1.431	1.169	882	439	341	**4.262**
Infrastrutture e Reti	1.395	1.261	962	945	938	**5.502**
Energie Rinnovabili	1.559	1.544	1.384	919	692	**6.098**
Generazione E.M.	439	439	529	404	416	**2.227**
Mercato	85	63	60	54	54	**317**
Ingegneria e Innovazione	8	7	7	5	5	**32**
Holding e Servizi	37	30	30	18	18	**132**
Upstream Gas	45	51	38	61	89	**284**
Progetto "Optima CAPEX"	-114	-179	-189	-309	-337	**-1.128**
Totale investimenti al lordo di "contributi di allacciamento"	**7.646**	**7.211**	**6.305**	**4.911**	**4.547**	**30.619**
- Di cui "contributi di allacciamento"	726	691	664	651	642	3.374
Totale investimenti netti	**6.920**	**6.521**	**5.640**	**4.260**	**3.905**	**27.245**

[34] Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali

Gli investimenti lordi effettuati nel 2012, pari a 7.075 milioni di euro,[35] rappresentano il 93% circa dell'importo previsto dal Piano.

Nella successiva tabella sono esposti - suddivisi per tipologia - gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nel 2012.

Nello specifico, gli investimenti in impianti di produzione di energia elettrica (pari al 55% circa del totale degli investimenti dell'esercizio 2012) diminuiscono dell'11% rispetto al precedente esercizio 2011, mentre gli investimenti in reti di distribuzione di energia elettrica (pari a circa il 43% del totale degli investimenti dell'esercizio 2012) aumentano di circa il 4% rispetto al precedente esercizio 2011.

(milioni di euro)

Investimenti in immobilizzazioni materiali	**2012**	**2011**	**2012/2011 %**
Impianti di produzione	3.535	3.973	-11,0%
Reti di distribuzione di energia elettrica	2.782	2.668	4,3%
totale parziale	**6.317**	**6.641**	-4,9%
Terreni, fabbricati e altri beni	119	204	-41,7%
Totale	**6.436**	**6.845**	-6,0%

Nelle tabelle seguenti vengono riportati, per area di *business* e tipologia di impianti, gli investimenti effettuati per impianti di produzione di energia elettrica nel 2012 e la potenza netta installata (in MW) alla data del 31 dicembre 2012.

Al riguardo, merita di essere segnalato che il maggior incremento percentuale della potenza efficiente netta installata (+13%) è stato realizzato, come nel 2011, dalla Divisione Energie Rinnovabili.

Investimenti effettuati in impianti di produzione nell'anno 2012

(milioni di euro)

Impianti di produzione di energia elettrica	**Generazione ed Energy Management**	**Internazionale**	**Energie rinnovabili**	**Iberia e America Latina**	**TOTALI**
Geotermici-termoelettrici	247	333	214	372	1.166
Idroelettrici	113	10	127	406	656
Fonti alternative	22	6	878	5	911
Nucleare		654	0	148	802
Totali	**382**	**1.003**	**1.219**	**931**	**3.535**

[35] Il dato non include 73 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2012 (101 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Potenza efficiente netta installata al 31.12.2012

(MW)

Impianti di produzione di energia elettrica	Generazione ed Energy Management	Internazionale	Energie rinnovabili	Iberia e America Latina	TOTALI
Geotermici-termoelettrici	24.687	10.706	769	21.166	57.328
Idroelettrici	12.168	2.329	2.634	13.305	30.436
Fonti alternative	41	7	282	0	330
Eolici	0	0	4.316	78	4.394
Nucleare	0	1.816	0	3.535	5.351
Totali	**36.896**	**14.858**	**8.001**	**38.084**	**97.839**
Pot. netta installata 2011	36.967	14.428	7.079	38.862	97.336
% 2012/2011	-0,2	3,0	13,0	-2,0	0,5

Nel corso della riunione del 12 marzo 2013, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il *Piano industriale e degli investimenti 2013/2017*, le cui principali priorità strategiche possono essere sinteticamente riassunte come segue:

- protezione dei margini e della generazione di flussi di cassa nei mercati maturi, nonostante il negativo scenario macro-economico;
- potenziamento degli investimenti nei mercati di crescita del Gruppo, in particolare in America Latina e nel settore delle Energie Rinnovabili;
- rafforzamento del bilancio e ottimizzazione del portafoglio di *asset*, mediante cessione di partecipazioni, per un importo pari a circa 6 miliardi di euro;
- completamento della riorganizzazione del Gruppo anche per mezzo di operazioni di acquisto di minoranze. soprattutto in America Latina;
- emissione di strumenti finanziari partecipativi c.d. "ibridi" per un importo pari a 5 miliardi di euro;
- riduzione di costi operativi pari a 4 miliardi di euro circa, di cui 1, 5 miliardi di euro riferibili al costo del personale e 2,6 miliardi di euro circa relativi ad internalizzazione di servizi e ad altre operazione di ottimizzazione;
- riduzione dell'indebitamento finanziario netto, per effetto delle suddette azioni strategiche, a 36/37 miliardi di euro nel 2017.[36]

Tali priorità sono sintetizzate, per anno ed area di attività, nella tabella riportata di seguito.

[36] Con un decremento di circa 6 miliardi di euro rispetto al risultato finale dell'esercizio 2012, pari a 42,95 miliardi di euro circa (cfr. anche *infra*, paragrafi n. 8.5.3 e n. 10).

Piano degli investimenti[37] 2013/2017

(milioni di euro)

	2013	2014	2015	2016	2017	TOTALE
Iberia e America. Latina	1.953	2.424	2.321	2.115	2.292	**11.104**
Internazionale	1.120	696	323	246	281	**2.666**
Infrastrutture e Reti	830	865	1.021	921	921	**4.558**
Energie Rinnovabili	1.295	1.332	1.311	1.343	709	**5.990**
Generazione E.M.	346	422	396	432	423	**2.019**
Mercato	94	92	101	96	96	**479**
Ingegneria e Innovazione	7	7	6	5	5	**30**
Holding e Servizi	63	55	44	44	43	**249**
Upstream Gas	70	0	0	0	0	**70**
Totale investimenti netti	**5.778**	**5.893**	**5.523**	**5.202**	**4.770**	**27.165**

4.2 - Le strategie operative

Il Gruppo Enel è divenuto nel tempo uno dei principali operatori mondiali nel campo dell'energia e ricopre all'attualità una posizione di *leadership* in numerosi mercati (principalmente in Italia e in Spagna).

La posizione raggiunta in tali mercati ha permesso al Gruppo di consolidare il suo ruolo di operatore di riferimento a livello internazionale nel settore elettrico, consentendogli, pur nella perdurante situazione di instabilità ed incertezza economico-finanziaria a livello mondiale, di realizzare, comunque, risultati economici in linea con quanto comunicato al mercato.

Tra i principali fattori che hanno consentito al Gruppo Enel di conseguire tali livelli di *performance* vanno annoverati:

- il bilanciamento tra attività "regolate" e "non regolate" nel mercato dell'energia;
- la diversificazione tecnologica e geografica, al fine di ridurre il profilo di rischio;
- la significativa presenza nel campo delle energie rinnovabili e nei progetti innovativi.

Siffatte priorità strategiche, sono orientate al perseguimento della crescita a lungo termine ed al mantenimento dell'equilibrio patrimoniale e finanziario.

La performance aziendale è supportata sia dalla crescita nei mercati di sviluppo che dalle iniziative intraprese volte al mantenimento dei margini, al raggiungimento degli obiettivi di efficientamento e alla riduzione dei costi del Gruppo.

---

[37] Investimenti netti in immobilizzazioni materiali e immateriali.

Al fine di realizzare la riduzione del debito è stata, altresì, adottata una disciplina finanziaria basata un approccio prudenziale dal punto di vista degli investimenti e una nuova e più contenuta politica dei dividendi.

5. - Il mercato dell'energia elettrica e del gas

5.1 – Elementi di contesto: l'andamento del prezzo delle commodities industriali[38]

Nel 2012 il prezzo del Brent, pari a 115 dollari statunitensi/barile a fine anno, è stato sostenuto da una serie di fattori non direttamente riconducibili a movimenti strutturali di domanda e offerta, bensì, soprattutto a tensioni geopolitiche.

La persistente volatilità che ha caratterizzato nel corso del 2012 le quotazioni del Brent non ha invece interessato il livello dei prezzi di gas e carbone.

I prezzi del carbone si sono attestati a livelli ridotti a causa dell'elevato volume di esportazioni proveniente dagli Stati Uniti e dal rallentamento dell'*import* cinese.

Inoltre, le condizioni strutturali del mercato dei noli, caratterizzato da un *surplus* di offerta, ha determinato una discesa dei costi di trasporto.

Nel 2012 il prezzo del carbone ha registrato una riduzione del 31% rispetto al 2011, attestandosi a 93 dollari statunitensi/tonnellata.

Nel mercato del gas, la contemporanea debolezza della domanda in Italia (in particolare per gli usi termoelettrici) e la lieve risalita dei prezzi in Nord Europa hanno determinato un allineamento del prezzo *spot* italiano a quello delle Borse europee.

Il prezzo *spot* del gas naturale nell'*hub* europeo di Zeebrugge è passato da 57,5 GBpence/therm del 2011 a 59,6 GBpence/therm, registrando una crescita del 3,6%.

5.2 - Il mercato dell'energia elettrica in Italia

La tabella riportata alla pagina seguente espone i dati della produzione (suddivisa per fonte) e della domanda di energia elettrica in Italia nel 2012, rapportati a quelli dell'esercizio precedente, con evidenziazione di quelli riferiti al gruppo Enel in Italia e all'estero.[39]

[38] Fonte Enel.

[39] Fonti: Enel e T.E.R.N.A.

	2012	2011	var. %
PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA	milioni di kWh	milioni di kWh	**2012/11**
- *produzione lorda*			
termoelettrica	217.561	228.507	-4,8%
idroelettrica	43.854	47.757	-8,2%
geotermica e da altre fonti	37.861	26.306	43,9%
TOTALE PRODUZIONE LORDA	*299.276*	*302.570*	*- 1,1%*
- *consumi servizi ausiliari*	*-11.470*	*-11.124*	*3,1%*
- *produzione netta*			
termoelettrica	207.327	218.486	-5,1%
idroelettrica	43.256	47.202	-8,4%
geotermica e da altre fonti	37.222	25.758	44,5%
TOTALE PRODUZIONE NETTA	*287.806*	*291.446*	*-1,2%*
- *importazioni nette*	*43.103*	*45.733*	*-5,7%*
- *energia immessa in rete*	*330.909*	*337.179*	*-1,9%*
- *consumi per pompaggi*	*-2.689*	*-2.539*	*5,9%*
- *energia richiesta sulla rete*	*328.220*	*334.640*	*-1,9%*
FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA di Enel in *ITALIA*	milioni di kWh	milioni di kWh	
- *produzione netta* (1)			
termoelettrica	48.440	50.708	-4,5%
idroelettrica	19.609	22.144	-11,4%
geotermica e da altre fonti	6.387	6.136	4,1%
TOTALE PRODUZIONE NETTA	*74.436*	*78.988*	*-5,8%*
- *acquisti di energia*	*153.544*	*138.868*	*10,6%*
- *vendite di energia*			
vendite all'ingrosso	*111.202*	*99.206*	*12,1%*
vendite sul mercato regolato (maggior tutela)	*60.328*	*63.565*	*-5,1%*
	41.955	*40.611*	*3,3%*
TOTALE VENDITE	*213.484*	*203.382*	*5,0%*
- *energia trasportata sulla rete di distribuzione Enel*	*238.164*	*246.037*	*-3,4%*
- *potenza efficiente netta installata (MW)* (1)	39.940	*39.882*	*0,1%*
FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA di Enel all'*ESTERO*			
- *produzione netta (milioni di kWh)*	*221.323*	*214.874*	*3,0%*
- *vendite ai clienti finali (milioni di kWh)*	*214.513*	*207.611*	*3,3%*
- *energia trasportata sulla rete di distribuzione Enel (milioni di kWh)*	*175.737*	*173.145*	*1,5%*
- *potenza efficiente netta installata (MW)*	*57.899*	*57.454*	*0,8%*

(1) I dati tengono conto dei valori afferenti le società italiane della Divisione GEM e della Divisione Energie Rinnovabili.

(2) Include le vendite sul mercato di salvaguardia per il 2012 per complessivi 2.020 milioni di kWh e per l'anno 2011 per complessivi 1.999 milioni di kWh.

Per ciò che concerne, più nello specifico, l'incidenza nel mercato nazionale del Gruppo Enel, si riporta, invece, la seguente tabella.[40]

(mln di KWh)

Incidenza Enel in Mercato Nazionale	2012	2011	% 2012/11
- consumi nazionali di energia elettrica	307.220	313.792	-2,1%
- produzione elettrica netta *Enel* (1)	74.436	78.988	-5,8%
- acquisti *Enel* di energia elettrica	153.544	138.868	10,6%
- produzione elettrica netta nazionale	287.806	291.446	-1,2%
- quota % produzione *Enel* sul totale nazionale	25,86	27,10	-4,6%
- quota % vendita Enel di energia elettrica su consumi nazionali(2)	69,49	64,81	7,2%
- vendita complessiva *Enel* di energia elettrica(2)	213.484	203.382	5,0%
- energia trasportata sulla rete di distribuzione *Enel*	238.164	246.434	-3,4%
- potenza efficiente netta installata (MW) (1)	39.940	39.882	0,1%
- potenza efficiente netta installata all'estero (MW)	57.899	57.454	0,1%

(1) I dati tengono conto dei valori afferenti le società italiane della Divisione Generazione e Mercato e della Divisione Energie Rinnovabili.
(2) Include le vendite all'ingrosso.

In sintesi, può dirsi che nell'esercizio 2012:

- sono diminuiti i consumi nazionali di energia elettrica (-2,1%), attestandosi a 307.220 milioni di KWh;
- la *produzione netta* nazionale registra un decremento dell'1,2% (-3,6 TWh), attestandosi a 287,8 TWh: in particolare si rileva la riduzione dell'energia elettrica generata da fonte termoelettrica (-11,2 TWh) e da fonte idroelettrica (-3,9 TWh), a seguito delle più sfavorevoli condizioni di idraulicità, in parte compensata dall'incremento della produzione da fonte fotovoltaica (+8,0 TWh) e da fonte eolica (+3,6 TWh);
- l'*energia elettrica richiesta* in Italia registra un decremento (-1,9%) rispetto al valore registrato nel 2011, attestandosi a 328,2 TWh; tale richiesta è stata soddisfatta per l'86,9% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,3% nel 2011) e per il restante 13,1% dalle importazioni nette (13,7% nel 2011); il saldo con l'estero ha registrato un decremento del 5,8% rispetto allo stesso periodo del 2011;
- Le *importazioni nette* del 2012 registrano un decremento di 2,6 TWh, per effetto essenzialmente del calo della domanda e dell'*overcapacity* che caratterizza il mercato domestico;

[40] Fonti Enel e T.E.R.NA.

- la *produzione netta di energia elettrica Enel* in Italia, pari a 74,4 TWh , ha presentato una diminuzione del *5,8%*, mentre la *produzione elettrica netta nazionale*, pari a 287,8 TWh, è diminuita dell'1,2%;
- gli *acquisti da parte dell'Enel di energia elettrica* (pari a 153,5 TWh) sono aumentati del 10,6%;
- è aumentata del 5,0% *la vendita complessiva di energia dell'Enel* (213,5 TWh rispetto ai 203,4 TWh dell'esercizio precedente);
- la vendita è stata di 60,3 TWh al *mercato regolato* (-5,1% rispetto al 2011) e di 42,0 TWh *al mercato libero* (+3,3% rispetto al 2011) di cui 2,0 TWh ai clienti in *salvaguardia* (+1,1% rispetto al 2011) e di 111,2 TWh all'ingrosso (+12,1% rispetto al 2011);
- *l'elettricità complessivamente trasportata sulla rete di distribuzione dell'Enel* in Italia (238,2 TWh) è diminuita rispetto a quella del precedente esercizio (-3,4%);
- la *potenza efficiente netta installata (MW) in Italia* ha registrato un lieve incremento (+0,1%), mentre all'Estero l'incremento è risultato pari allo 0,8%.

Quanto all'efficienza e alla qualità del servizio, si riportano nelle pagine seguenti due distinte tabelle[41], riferite, rispettivamente, all'anno 2012 e all'anno 2011, nelle quali sono evidenziati, distinti per Regione e per Macro Regioni, gli indicatori di continuità del servizio elettrico.

Al riguardo, si evidenzia che il confronto tra i due esercizi mostra un incremento della "*durata cumulata delle interruzioni senza preavviso per clienti BT* (Bassa Tensione), che è passata da un valore pari a 42,24 a 44,72, a fronte di una leggera diminuzione del numero medio delle interruzioni medesime, che è passato da un valore di 3,66 a 3,58.

Entrambi gli anzidetti risultati si collocano, tuttavia, al di sotto dei *target* fissati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas; per ciò che riguarda, nel dettaglio, il territorio nazionale, sono leggermente superiori a tali target i risultati relativi alle Regioni Lazio, Campania, Calabria, Sicilia e Sardegna (per ciò che concerne la durata media delle interruzioni) e alle Regioni Puglia e Sicilia (per ciò che riguarda il numero medio).

[41] Fonte Enel.

Dati di continuità del Servizio Elettrico (ai sensi della Delibera AEEG n. 198/11)
Interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'esercente, origine rete MT + BT
Anno 2012

Regione	Numero di utenti BT	Numero medio per utente BT di interruzioni LUNGHE + BREVI	Target Authority Numero	Durata media di interruzioni per utente BT	Target Authority Durata
	2012	**2012**	**2012**	**2012**	**2012**
Piemonte	2.292.819	2,92	3,34	32,48	54
Liguria	1.258.245	2,77	3,09	32,04	47
Lombardia	4.533.660	1,79	2,86	26,71	51
Trentino Alto Adige	-	0,00	0,00	0,00	0
Veneto	2.607.977	2,49	2,70	28,49	49
Friuli Venezia Giulia	615.775	1,73	2,81	16,65	50
Emilia Romagna	2.444.815	2,22	2,42	26,76	45
Toscana	2.400.489	2,19	2,37	32,00	43
Marche	898.729	3,33	3,49	44,11	50
Umbria	477.726	2,35	2,69	35,23	49
Lazio	1.791.080	4,16	4,36	62,25	57
Abruzzo	865.018	3,36	3,51	43,04	52
Molise	218.202	2,26	3,16	23,39	54
Campania	2.818.342	4,57	5,30	63,00	58
Puglia	2.384.770	4,59	4,47	53,68	54
Basilicata	363.771	2,55	3,32	29,63	51
Calabria	1.289.267	6,58	6,86	88,49	71
Sicilia	2.993.140	7,65	7,46	78,99	67
Sardegna	1.068.592	4,27	4,30	59,97	53
Enel Distribuzione	**31.322.417**	**3,58**	**3,94**	**44,72**	**53**
Macro Regione	Numero di utenti BT	Numero medio per utente BT di interruzioni LUNGHE + BREVI	Target Authority Numero	Durata media di interruzioni per utente BT	Target Authority Durata
	2012	**2012**	**2012**	**2012**	**2012**
Nord	13.753.291	2,28	2,85	28,06	49,51
Centro	6.651.244	3,04	3,26	43,17	49,68
Sud e Isole	10.917.882	5,55	5,73	66,66	60,45
Enel Distribuzione	**31.322.417**	**3,58**	**3,94**	**44,72**	**53**

Dati di continuità del Servizio Elettrico (ai sensi della Delibera AEEG n. 76/09)
Interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'esercente, origine rete MT + BT
Anno 2011

Regione	Numero di utenti BT	Numero medio per utente BT di interruzioni LUNGHE + BREVI	Target Authority Numero	Durata media di interruzioni per utente BT	Target Authority Durata
	2011	**2011**	**2011**	**2011**	**2011**
Piemonte	2.282.826	3,17	3,37	33,89	54
Liguria	1.253.391	2,90	3,49	34,71	46
Lombardia	4.501.321	1,87	2,86	23,89	51
Trentino Alto Adige	-	0,00	0,00	0,00	0
Veneto	2.593.956	2,45	2,80	27,33	49
Friuli Venezia Giulia	612.402	1,95	2,88	19,93	50
Emilia Romagna	2.419.417	1,87	2,62	20,29	45
Toscana	2.392.426	2,05	2,77	28,48	43
Marche	906.932	3,40	3,30	36,43	50
Umbria	474.907	2,05	3,01	26,97	49
Lazio	1.783.373	4,01	4,93	52,77	55
Abruzzo	864.076	3,72	4,26	47,00	55
Molise	218.351	2,53	3,28	26,44	54
Campania	2.807.286	5,00	8,22	61,31	59
Puglia	2.376.150	4,77	4,51	55,16	49
Basilicata	362.385	2,77	3,74	29,02	51
Calabria	1.288.079	6,51	6,37	78,47	59
Sicilia	2.988.219	7,94	8,22	78,98	62
Sardegna	1.060.189	4,27	6,21	48,42	62
Enel Distribuzione spa	**31.185.686**	**3,66**	**4,46**	**42,24**	**52**

Macro Regione	Numero di utenti BT	Numero medio per utente BT di interruzioni LUNGHE + BREVI	Target Authority Numero	Durata media di interruzioni per utente BT	Target Authority Durata
	2011	**2011**	**2011**	**2011**	**2011**
Nord	13.663.313	2,30	2,95	26,39	49,41
Centro	6.640.065	2,99	3,65	38,33	49,30
Sud e Isole	10.882.308	5,79	6,85	64,52	57,52
Enel Distribuzione spa	**31.185.686**	**3,66**	**4,46**	**42,24**	**52**

Con riferimento, infine, ai prezzi, si evidenzia che nel 2012 si è registrato un incremento del 4,6% del prezzo medio unico nazionale alla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2011.

Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha registrato, nel 2012, un incremento del 15,6%, prevalentemente per effetto della componente A3 (copertura dei costi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili)

Nella tabella seguente sono riportati i relativi importi.[42]

Prezzo dell'energia elettrica in Italia

(euro)

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2012				2011			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (€/MWh) (1)	81,4	73,5	81,5	65,6	66,5	68,3	75,2	78,8
Utente domestico con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh): (2)								
Prezzo al lordo di imposte	17,3	19,1	19,1	19,4	15,6	16,2	16,5	16,5

(1) Prezzo medio annuo.
(2) Consumo rappresentativo della famiglia media italiana con contratto 3 kW – residente.

5.3 - Il mercato del gas in Italia

La domanda di gas naturale in Italia, come si evince dalla tabella sotto riportata, si è attestata a 75,0 miliardi di metri cubi, registrando un decremento del 3,7% rispetto all'esercizio 2011.

Alla contrazione dei consumi per la generazione termoelettrica, 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.

Domanda di gas naturale in Italia[43]

(Miliardi di m^3)

	2012	2011	2012-2011	
Usi domestici e civili	30,8	31,1	(0,3)	-1,0%
Industria e Servizi	16,9	16,5	0,4	2,4%
Termoelettrico	25,0	28,0	(3,0)	-10,7%
Altro (1)	2,3	2,3	-	-
Totale	**75,0**	**77,9**	**(2,9)**	**-3,7%**

(1) Include altri consumi e perdite.

[42] Fonte: elaborazioni Enel su dati del Gestore dei Mercati Energetici e dell'AEEG.
[43] Fonte: elaborazioni Enel su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e di Snam Rete Gas.

Per ciò che concerne i prezzi, si riporta la seguente tabella, dalla quale si rileva come il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia si è incrementato, nei due esercizi a confronto, del 12,8%.

Andamento del prezzo del gas in Italia[44]

(centesimi di euro/m³)

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2012				2011			
Utente domestico tipo con consumo annuo di 1.400 m³ (centesimi di euro/m³)								
Prezzo al lordo di imposte	86,4	87,9	90,2	91,2	75,0	76,5	79,7	84,1

5.4 - Le tariffe[45]

Dopo un periodo di riduzione registratasi nel corso degli anni 2009 e 2010, a partire dal 2011 le tariffe finali hanno ripreso ad aumentare fino a tutto il 2012.

Di seguito sono riportati i prezzi di riferimento dell'energia elettrica e del gas, al lordo delle imposte, determinati dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (d'ora in avanti, nel presente paragrafo, indicata semplicemente come "Autorità", ovvero AEEG) per un consumatore domestico tipo.[46]

Per il primo trimestre 2012, l'Autorità ha stabilito un aumento dei prezzi di riferimento dell'energia elettrica del 4,9%, mentre per il gas è stato fissato un aumento del 2,7%; per il secondo trimestre, i prezzi di riferimento dell'energia elettrica e del gas, sono aumentati, rispettivamente, del 5,7% e dell'1,8%; tale aumento, per quanto riguarda l'elettricità, è stato il risultato dell'aggiornamento della sola componente energia a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica; nel contempo, l'Autorità ha disposto il differimento al 1° maggio 2012 dell'aggiornamento della componente A3, a copertura degli oneri di incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate; per effetto di tale differimento, la tariffa elettrica si è nuovamente incrementata del 4,3%.

Nel terzo trimestre si sono registrati ulteriori aumenti dello 0,2% dell'energia elettrica e del 2,6% del gas; nel quarto trimestre, si è registrato un aumento

---

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

[45] Fonte: Elaborazioni Enel su dati AEEG.

[46] Caratterizzato da una potenza installata di 3 kW e 2.700 kWh di consumo annuo, relativamente alla fornitura di elettricità, e di 1.400 m³ di gas naturale.

dell'1,4% del prezzo di riferimento dell'energia elettrica, mentre il prezzo di riferimento del gas è aumentato dell'1,1%.

Nel seguito è esposta la composizione percentuale dei prezzi di riferimento per il cliente tipo:

Energia elettrica:

- *Componente energia*: 51,2%, per costi di approvvigionamento dell'energia e commercializzazione al dettaglio;
- *Costi di rete e di misura*: 14,7%, per i servizi tariffati a rete (trasmissione, distribuzione e misura);
- *Imposte*: 13,3%, per IVA ed altre imposte erariali (o accise) e locali;
- *Oneri generali di sistema*: 20,7%, per la copertura degli oneri relativi al *decommissioning* nucleare, all'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate, ai regimi tariffari speciali, alle compensazioni per le imprese elettriche minori, al sostegno alla ricerca di sistema, alle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia, alla copertura del *bonus* elettrico e alla promozione dell'efficienza energetica.

Gas:

- *Componente materia prima gas*: 41,2% della spesa totale;
- *Vendita al dettaglio e gradualità*: 6,7% della spesa totale;
- *Trasporto:* 3,2% della spesa totale;
- *Distribuzione e misura*: 13,7% della spesa totale;
- *Imposte*: 35,2% della spesa totale per IVA, accise ed addizionale regionale.

5.5 - Il mercato dell'energia elettrica all'estero

La tabella che segue espone l'andamento della domanda di energia elettrica nei principali Paesi ove opera il Gruppo Enel.[47]

(TWh)

	2012	2011	2012-2011
Italia	**325,3**	**334,6**	**-2,8%**
Spagna	252,0	255,4	-1,3%
Portogallo	49,0	50,5	-3,0%
Francia	489,5	478,2	2,4%
Grecia	50,2	51,2	-2,0%
Bulgaria	32,5	33,2	-2,1%
Romania(1)	39,2	39,8	-1,5%
Slovacchia	26,7	26,7	-
Russia (2)	769,4	758,9	1,4%
Argentina	125,5	121,0	3,7%
Brasile	546,9	528,0	3,6%
Cile (3)	47,5	45,0	5,6%
Colombia	59,4	57,0	4,2%
Perù	38,1	36,0	5,8%
USA (4)	3.112	3.173	-1,9%

(1) Dato al 30 settembre 2012 e 2011.
(2) Europa/Urali.
(2) Dato riferito al SIC – *Sistema Interconectado Central*.
(3) Al netto delle perdite di rete.

Per quel che concerne, nello specifico, la Spagna, ove opera Endesa, si riportano le seguenti tabelle, dove è esposta la produzione e la domanda di energia elettrica, rispettivamente, nel mercato peninsulare ed extra-peninsulare,[48] dalla quali si evince, quanto al primo:

[47] Fonte: Elaborazione Enel su dati TSO (*Trasmission System Operators*).
[48] Fonte: dati *Red Electrica de Espana* (consuntivo dicembre 2012).

- che l'*energia richiesta* risulta in diminuzione nel 2012 dell'1,5% rispetto ai valori registrati nel 2011, attestandosi a 251,8 TWh e che essa è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo;
- che le *esportazioni nette* risultano in aumento (+93,2%) rispetto ai valori registrati nell'esercizio precedente;
- che la *produzione netta* è in aumento dell'1,4% (+3,7 TWh);
- che la maggiore produzione da fonte nucleare (+6,5%) e l'incremento della produzione in regime speciale (+10,4%) sono in parte compensate dalla minore produzione idroelettrica (-29,4%) dovuta alle peggiori condizioni di idraulicità rispetto al precedente esercizio;

e quanto al secondo che:

- l'energia richiesta è risultata in aumento (+0,7%) rispetto al valore registrato nel 2011, attestandosi a 15,1 TWh; tale richiesta è stata quasi interamente soddisfatta dalla produzione netta destinata al consumo;
- che le importazioni nette, relative all'interscambio con la penisola iberica, si sono attestate a 0,6 TWh;
- la produzione netta è in diminuzione del 3,1% (-0,5 TWh) a seguito della minore produzione termoelettrica (-3,5%), solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione in regime speciale.

Produzione e domanda di energia elettrica in Spagna

Mercato peninsulare

(Milioni di kWh)

	2012	2011	Variazioni	
Produzione lorda regime ordinario:				
- termoelettrica	93.314	94.222	(908)	-1,0%
- nucleare	61.470	57.731	3.739	6,5%
- idroelettrica	19.455	27.571	(8.116)	-29,4%
Totale produzione lorda regime ordinario	**174.239**	**179.524**	**(5.285)**	-2,9%
Consumi servizi ausiliari	(7.889)	(7.247)	(642)	-8,9%
Produzione regime speciale	102.293	92.660	9.633	10,4%
Produzione netta	**268.643**	**264.937**	**3.706**	1,4%
Esportazioni nette (1)	(11.770)	(6.091)	(5.679)	93,2%
Consumi per pompaggi	(5.023)	(3.215)	(1.808)	56,2%
Energia richiesta sulla rete	**251.850**	**255.631**	**(3.781)**	-1,5%

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extra-peninsulare.

Produzione e domanda di energia elettrica in Spagna

Mercato extra-peninsulare

	2012	2011	Variazioni	
Produzione lorda regime ordinario:				
- termoelettrica	14.399	14.961	(517)	-3,5%
Totale produzione lorda regime ordinario	**14.399**	**14.961**	**(517)**	**-3,5%**
Consumi servizi ausiliari	(805)	(882)	32	3,6%
Produzione regime speciale	**1.021**	**996**	**25**	**2,5%**
Produzione netta	**14.570**	**15.030**	**(460)**	**-3,1%**
Importazioni nette	570	0	570	-
Consumi per pompaggi	0	0	0	-
Energia richiesta sulla rete	**15.140**	**15.030**	**110**	0,7%

5.6 - Ricerca e sviluppo

Nel 2012 il Gruppo Enel, grazie alla riorganizzazione aziendale e al passaggio della Funzione Innovazione nella struttura di *Holding*, ha rafforzato il coordinamento di tutte le attività di ricerca e sviluppo nei mercati in cui opera, con una particolare attenzione alla strategia, alla definizione e gestione del portafoglio di progetti innovativi e alla diffusione di una cultura dell'innovazione comune a tutto il Gruppo.

In particolare, il Gruppo, attraverso la realizzazione di 1336 progetti, ha investito in attività di ricerca e innovazione circa 127 milioni di euro, con un aumento del 30% rispetto all'anno precedente.

6. - Il contenzioso del Gruppo Enel [49]

Sul contenzioso di maggior rilievo che interessa il Gruppo Enel, si è già avuto modo di riferire ampiamente con la relazione relativa all'esercizio 2011.[50]

In questa sede ci si limiterà, pertanto, ad illustrare gli eventuali aggiornamenti, nonché a riferire sulle principali controversie insorte in Italia e all'estero, sino alla data corrente.

6.1 - Contenzioso in materia ambientale

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel - Risarcimento del danno ambientale

Nel corso del 2013 è stata conclusa una transazione - senza alcun riconoscimento di responsabilità di Enel/Enel Produzione - con alcune delle controparti (Enti locali emiliani) del processo civile, pendente in appello, in ordine al risarcimento del danno patrimoniale e ambientale ed al suo riparto tra gli imputati condannati della Corte di Appello (Sezione penale) di Venezia in data 12 marzo 2009.

In ordine all'ulteriore processo dinanzi al Tribunale di Rovigo - Sezione di Adria, per il reato di omissione dolosa di cautele anti-infortunistiche e di disastro colposo nei confronti di alcuni amministratori, dirigenti e dipendenti di Enel, v'è, invece, da segnalare che con sentenza in data 31 marzo 2014:

- sono stati condannati per il delitto di disastro colposo a tre anni di reclusione e all'interdizione dai pubblici uffici per tre anni i due Amministratori delegati in carica dal 1998 al 2005;
- sono stati assolti dallo stesso reato l'Amministratore delegato in carica dal 2005 al 2009, con la formula "perché il fatto non costituisce reato", e tutti gli altri dirigenti e dipendenti rinviati a giudizio, con la formula "per non aver commesso il fatto";
- sono stati assolti tutti gli imputati (Amministratori delegati in carica dal 1998 al 2009, dirigenti e dipendenti) rinviati a giudizio per il reato di omissione dolosa di cautele antinfortunistiche, con la formula "perché il fatto non sussiste".

---

[49] Per il contenzioso legale risulta istituito nel bilancio consolidato un fondo rischi complessivo pari a 1.142 milioni di euro - cfr. *infra*, paragrafo n. 8.3 e nota n. 69.

[50] Cfr. paragrafo n. 6.

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 - 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 che si sarebbero verificate dal 1999 al 2011; l'imputazione è stata successivamente estesa anche ai due anni successivi.

Nell'ambito di detto procedimento, sono state presentate le richieste delle parti civili costituite, tra le quali la Provincia ed il Comune di Brindisi, per un importo complessivo, a titolo di risarcimento del danno, di 1,3 miliardi di euro circa.

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; in quest'ultimi processi, Enel Produzione non è stata citata quale responsabile civile.

6.2 - Contenzioso con la clientela

Contenzioso connesso al *black-out* del 28 settembre 2003

All'attualità, i giudizi ancora pendenti ammontano a 28.000 circa, a fronte dei quasi 30.000 pendenti al giugno del 2013.

Per quanto riguarda il giudizio introdotto nel 2008 contro la Compagnia assicuratrice per l'accertamento del diritto ad ottenere, a norma della polizza R.C. a suo tempo stipulata, il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli, va segnalato che il Tribunale di Roma, con sentenza del 21 ottobre 2013, ha accolto le richieste di Enel, dichiarando l'operatività della copertura assicurativa e disponendo l'obbligo della Compagnia assicuratrice a tenere indenne Enel rispetto a quanto pagato o da pagarsi ad 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 elettrica

Alla data del 31 dicembre 2013, i giudizi pendenti dinanzi Giudici di Pace promossi dai clienti di Enel Distribuzione al fine di ottenere il risarcimento dei presunti

danni subiti, assommano a circa 47.900, a fronte dei 51.500 circa pendenti all'inizio dello stesso anno.

Va, tuttavia, ulteriormente consolidandosi presso numerosi Tribunali in grado di appello un orientamento negativo in ordine alla spettanza di tale risarcimento.

La Corte Europea per i Diritti dell'uomo di Strasburgo, d'altro canto, non risulta essersi ancora pronunciata sul ricorso presentato da Enel Distribuzione al fine di ottenere un risarcimento commisurato alla sanzione di 11,7 milioni di euro irrogata dall'AEEG e pagata all'esito negativo del giudizio introdotto dinanzi al Giudice amministrativo.

6.3 - Contenzioso con partners commerciali, fornitori e concorrenti

Contenzioso Finmek

Si è in attesa del deposito della sentenza, avendo il Tribunale di Padova riservato la decisione all'esito dell'udienza del 14 febbraio 2014.

La causa è stata introdotta nell'aprile del 2009 da Finmek (società in amministrazione straordinaria) e ha ad oggetto l'accertamento dell'inopponibilità, nonché la revoca e/o l'inefficacia, di alcune cessioni di credito operate dalla stessa in favore di Enel Factor, per un valore di circa 50 milioni di dollari USA.

Contenzioso BEG

Nelle more della definizione dei giudizi pendenti presso la Corte Europea dei Diritti dell'Uomo e il *Tribunal de Grande Instance* di Parigi, sono stati notificati a *Enel France* e a *J.P. Morgan Bank Luxembourg SA*, su iniziativa di Albania BEG Ambient, alcuni provvedimenti *"Saise Conservatoire de Crèances"* (sequestro conservativo presso terzi) di eventuali crediti vantati nei confronti di tali società da Enel.

Contenzioso ALBA 90

Si è in attesa del deposito della sentenza, essendo stata la causa (introdotta dalla società ALBA 90 per un preteso abuso di posizione dominante nella gestione delle gare d'appalto da parte di Enel S.p.a., Enel Distribuzione ed Enel Factor) trattenuta in decisione dalla Corte d'Appello di Roma all'esito dell'udienza del 27 maggio 2013.

Contenzioso Exergia

Con sentenza depositata il 15 gennaio 2014, il Tribunale di Roma ha respinto integralmente la domanda di Exergia.

Contenzioso AEM/A2A

La causa, che trae origine dal trasferimento obbligatorio (in base al Decreto c.d. Bersani) del ramo d'azienda di Enel Distribuzione nel Comune di Milano in favore di AEM S.p.a. (ora A2A), pende ancora presso la Corte di Appello di Milano.

Il giudizio di 1° grado è stato favorevole ad Enel Distribuzione e in esecuzione della relativa sentenza e di un successivo accordo tra le parti, A2A ha provveduto a corrispondere ratealmente ad Enel Distribuzione, a titolo di differenza del prezzo di cessione del ramo di azienda, la somma complessiva di 100 milioni di euro, restando così da incassare una residua parte della quota di interessi.

6.4 - Contenzioso con produttori di energia elettrica

Contenzioso per mancata o ritardata connessione alla rete di Enel Distribuzione

Non risulta ancora definito alcuno dei giudizi (tra i più rilevanti per l'entità dell'avanzata pretesa risarcitoria) introdotti dai produttori Asja Ambiente Italia, P.E.G. S.r.l. e Consorzio Enerlive (dinanzi al giudice ordinario) e SAIM (dinanzi al giudice amministrativo).

Si è parimenti ancora in attesa delle pronunce di primo grado per il giudizio relativo all'impianto di Asja Ambiente Italia denominato 'Guarine' e per il giudizio promosso dal produttore Enerlive.

Contenzioso riguardante l'obbligo di prestare garanzie fideiussorie da parte dei produttori nelle c.d "aree critiche" del Mezzogiorno - deliberazioni AEEG nn. 125/2010 e 187/2011

Tutti i giudizi, ad eccezione di quello proposto dalla società "Asja Ambiente" (relativo all'impianto denominato "Guarine") e dal Consorzio Enerlive, sono stati definiti dal TAR Lombardia con sentenza di improcedibilità per sopravvenuta carenza di interesse a seguito della emanazione da parte dell'AEEG delle delibere n. 226/12 e 328/12, che hanno eliminato il sistema di garanzie finanziarie introducendo la prenotazione "transitoria" della potenza sulla rete.

Il ricorso prodotto dalla "Tre S.p.a. - Tozzi Renewable Energy" è stato, invece, rigettato.

Contenzioso riguardante gli indennizzi automatici aggiuntivi per ritardi del gestore di rete nella connessione – deliberazione AEEG n. 225/2010

La sentenza con cui il TAR Lombardia, in accoglimento del ricorso proposto da Enel Distribuzione, ha annullato la deliberazione n. 225/2010, con la quale l'AEEG aveva introdotto nuovi ed ulteriori indennizzi rispetto a quelli già previsti dal Testo Integrato Connessioni Attive (TICA), è stata impugnata dall'AEEG innanzi al Consiglio di Stato.

Si è sempre in attesa della fissazione dell'udienza di discussione del ricorso, proposto cautelativamente, sempre presso il TAR Lombardia, avverso il D.M. 5 maggio 2011 (c.d. "Quarto Conto Energia"), con il quale è stata confermata l'applicabilità degli indennizzi automatici previsti dalla citata deliberazione n. 225/2010.

6.5 - Contenzioso con ex dirigenti condannati in sede contabile

Il contenzioso è attualmente limitato ad un azione civile esercitata nel processo penale per riciclaggio dinanzi all'Autorità Giudiziaria della Confederazione Elvetica a carico dell'ex Amministratore Delegato e di un ex dirigente di Enelpower per il risarcimento residuo dei danni patrimoniali e non patrimoniali derivanti dalle condotte illecite da questi posti in essere, a seguito della sentenza delle SS.UU. della Corte di Cassazione n. 26806/2009, che ha dichiarato il difetto di giurisdizione della Corte dei conti in relazione alla sentenza di condanna al risarcimento del danno patrimoniale pronunciata in data 9 novembre 2005 dalla Sezione Giurisdizionale della Lombardia.[51]

Al riguardo, va segnalato che il Ministero Pubblico della Confederazione Svizzera ha impugnato la sentenza della Corte Penale di Bellinzona in data 31 ottobre 2012, confermativa della decisione del Tribunale Penale Federale della stessa città, con cui la pretesa risarcitoria era stata dichiarata preclusa nella considerazione che la stessa era stata già esercitata in Italia per il medesimo danno.

Permane, in ogni caso, il sequestro conservativo (ottenuto in precedenza da parte di Enelpower) delle somme depositate su conti correnti svizzeri intestati ai predetti soggetti.

---

[51] Per maggiori dettagli sulle somme recuperate in precedenza si rimanda alle Relazioni relative agli esercizi 2009 ,2010 (paragrafi n. 6.3.2) e 2011 (paragrafo n. 6.5).

6.6 - Contenzioso in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche

Nessuno dei 4 processi penali pendenti a carico di Enel Produzione e di Enel Distribuzione per presunta violazione del D.lgs. 231/2001, sotto specie di omissione di cautele antinfortunistiche, in relazione a tre infortuni mortali e ad uno grave occorsi a dipendenti di imprese appaltatrici tra il 2008 e il 2009 presso le centrali Federico II di Brindisi e di Termini Imerese, nonché nella città di Palermo, sono stati all'attualità definiti.

6.7 - Contenzioso relativo a società estere[52]

Contenzioso SOUTHERN CROSS (Cile)

Il giudizio arbitrale si è concluso nel corso del mese di giugno 2013, a seguito dell'accordo tra le parti (Endesa Chile e SOUTHERN CROSS) relativamente al procedimento speciale per la vendita della partecipazione (50%) detenuta da quest'ultima nella società *Gas Atacama Holding Ltda*.

Contenzioso BOCAMINA (Cile)

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 relativamente alla Centrale di Bocamina.

All'attualità, dopo che *Endesa Chile* ha presentato le proprie controdeduzioni, si è in attesa della decisione della SMA.

Sono stati, inoltre, presentati 3 *Recursos de Protección* contro il funzionamento della Centrale.

In relazione ad uno di essi, la Corte Suprema, nel mese di dicembre 2013, revocando la precedente decisione della Corte d'Appello, ha concesso la misura cautelare richiesta dagli istanti, ordinando il fermo del Gruppo II della Centrale.

---

[52] Relativamente ai contenziosi CIEN (Brasile), Bacino *del Muña* (Colombia), BASILUS, già MERIDIONAL, (Brasile), BOCAMINA II (Cile), JOSEL (Spagna) e "INCENDI BOSCHIVI" (Spagna) non sono intervenuti significativi sviluppi rispetto a quanto riferito con la Relazione relativa all'esercizio 2011 (cfr. paragrafo n.6.7).

Contenzioso ELECTRICA (Romania)

In data 16 agosto 2013, il Tribunale Arbitrale ha rigettato tutte le pretese avanzate dalla società *Electrica S.A.*, relativamente a presunti inadempimenti contrattuali di Enel Distribuzione S.p.a. ed di *Enel Investment Holding B.V.* in merito agli accordi di privatizzazione delle società *Electrica Dobrogea S.A.* ed *Electrica Banat S.A.*, ordinando nel contempo il pagamento in favore di Enel delle spese del procedimento.

In data 5 luglio 2013 *Electrica S.A.* ha notificato ad Enel e ad *Enel Investment Holding B.V.*, una nuova analoga domanda arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi per asserite violazioni del *Privatization Agreement* stipulato in data 11 giugno 2007, avente ad oggetto la cessione ad Enel del 67,5% del capitale della società *Electrica Muntenia Sud (EMS)*, poi scissasi (a seguito delle sopravvenute previsioni in tema di *unbundling*) nelle due nuove società *Enel Distributie Muntenia S.A.* e *Enel Energie Muntenia S.A.*, il cui capitale è stato successivamente ceduto ad *Enel Investment Holding B.V.*

Nello specifico, è stato richiesto il pagamento di penali per circa 800 milioni di euro, oltre interessi ed ulteriori danni da quantificare.

Il procedimento è tuttora in corso.

Contenzioso IBERDROLA (Russia)

La controversia, riguardante alcune inadempienze del contratto di costruzione di un impianto a Ciclo Combinato a Gas Naturale (CCGT) presso la Centrale di Sredneuralskaya, nella regione di Sverdlovsk in Russia, stipulato tra *Iberdrola Ingeniería y Construcción* (Iberdrola) e *Enel OGK-5 (*EOGK-5), è stata definita nel novembre 2013 con rinuncia reciproca alle reciproche pretese e senza ammissione di responsabilità.

Contenzioso NUEVA MARINA (Spagna)

La controversia vede opposti, dinanzi al giudice amministrativo, *Nueva Marina Real Estate SL* (società del Gruppo Endesa) e il Comune di Malaga, in relazione alla richiesta di pagamento da parte di quest'ultimo, a titolo di oneri di urbanizzazione, di 40,6 milioni di euro circa in esecuzione di una convenzione urbanistica (*Convenio Urbanistico*) formalizzato nell'agosto del 2008 avente ad oggetto lo sviluppo urbano

dell'area denominata *"La Termica"*, che *Nueva Marina* ritiene non dovuti a seguito della successiva adozione del *Plan General de Ordenación Urbana*, che ha comportato una riduzione della superficie totale dell'area del progetto di circa 20.000 metri quadrati.

In data 23 gennaio 2014 - dopo che il Comune di Malaga aveva proceduto al sequestro dei beni di proprietà della società sino alla concorrenza della suddetta somma, con conseguente ricorso di *Nueva* Marina, per lo stato di insolvenza che ne è derivato, ad una specifica procedura concorsuale (*concurso de acreedores*) – la vertenza è stata definita mediante sottoscrizione di un *addedum* al *Convenio Urbanistico* del 2008, con il quale sono state modificate alcune delle obbligazioni a suo tempo assunte, ivi compresa quella concernente il pagamento degli oneri di urbanizzazione, con conseguente rinuncia di *Nueva Marina* a tutte le azioni giudiziarie intraprese.

L'efficacia dell'*addendum* è, tuttavia, condizionata, tra l'altro, alla chiusura della procedura concorsuale, che è stata richiesta da *Nueva Marina* in data 29 gennaio 2014.

Contenzioso LA-GEO (El Salvador)

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 la *Comisiòn Ejecutiva Hidroelectrica del Rìo Lempa* (CEL), interamente controllata dalla Repubblica di El Salvador, e contro *Inversiones Energéticas S.A. de C.V.* (INE), interamente controllata da CEL, per far accertare l'inadempimento di talune disposizioni contenute nel patto parasociale stipulato tra Enel Produzione e INE il 4 giugno 2002, avente ad 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, e, dall'altro, l'obbligo di detta Società di distribuire interamente gli utili conseguiti.

In prosieguo di tempo, il socio INE si è rifiutato di dare esecuzione al patto parasociale, non permettendo ad Enel Produzione (e quindi a Enel Green Power) di finanziare gli investimenti deliberati e, conseguentemente, di sottoscrivere eventuali aumenti di capitale.

Enel Produzione ha chiesto al collegio arbitrale di condannare INE e CEL all'esecuzione degli obblighi previsti dal patto nonché al risarcimento di danni per circa

30 milioni di dollari USA, ovvero, in alternativa, ad un risarcimento complessivo di 264,2 milioni di dollari USA.

Costituendosi, INE ha richiesto l'estromissione di CEL ed ha presentato una domanda riconvenzionale per il risarcimento dei danni asseritamente subiti in dipendenza della 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 ad un aumento di capitale della società sottoscrivendo circa 9 milioni di azioni per un controvalore di circa 127 milioni di dollari USA;

- l'obbligo di *LaGeo* di distribuire gli utili realizzati nel 2008 e nel 2009.

Il lodo è stato successivamente confermato sia dalla Corte d'Appello di Parigi (sentenza dell'8 gennaio 2013) che dalla 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 la possibilità per gli investitori stranieri di agire contro lo Stato davanti *all'International Center for Settlement of Investment Disputes* (ICSID).

Enel Green Power, prima che la legge entrasse in vigore, ha introdotto un giudizio dinanzi allo ICSID al fine di tutelare il propri diritti contro le interferenze poste in essere dal Governo Salvadoregno nei suoi rapporti con 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, il cui esito è sostanzialmente coincidente con la prospettazione dedotta da INE in sede arbitrale.

Enel Green Power è stata, quindi, convocata, come responsabile civile, nel processo penale per il reato di peculato nei confronti di numerosi funzionari pubblici, di due ex dipendenti di Enel Green Power e del legale che aveva seguito per conto di Enel Green Power l'operazione di costituzione e vendita di quote della Società.

Il giudice istruttore, tuttavia, a chiusura della prima fase, non ha ritenuto i fatti dedotti certi o gravi e, pertanto ha rigettato la richiesta di misure cautelari formulata dal Procuratore della Repubblica.

Contenzioso ENERGIA XXI (Spagna – Portogallo)

Nel 1999 *ENERGIA XXI - Energias Renovaveis e Consultoria Ltda* 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 era illegittima e, pertanto, ha ordinato a quest'ultima di pagare la parte fissa del corrispettivo mensile (pari a circa 50.000 Euro) per il periodo ricompreso tra la data del 21 luglio 1999 (data di risoluzione del contratto) ed il 9 ottobre 2000 (data di scadenza del contratto), oltre al lucro cessante da determinarsi con riferimento alla mancata conclusione di contratti per almeno 15 MW di capacità.

Il lodo arbitrale è stato impugnato:

- da MADE presso il *Tribunal de Primera Istancia* per ottenerne l'annullamento (attualmente è ancora pendente il primo grado di giudizio a seguito del rinvio della Corte di Appello - successivamente confermato dalla Corte di Cassazione - che ha accolto il ricorso di EGPE sull'ammissione delle istanze istruttorie);
- da ENERGIA XXI dinanzi al Tribunale Civile di Lisbona per la sua esecuzione e la conseguente condanna di EGPE al pagamento di una somma quantificata in 546 milioni di euro (su istanza di EGPE il giudice ha sospeso il giudizio in attesa di definizione di quello introdotto presso il *Tribunal Judicial de Primera Instancia)*.

7. - Risultati economico-finanziari di ENEL S.p.a.

7.1 – Il bilancio d'esercizio

Il Bilancio di esercizio 2012 di ENEL S.p.a. - come già riferito - è stato approvato dall'Assemblea ordinaria dei soci il 30 aprile 2013.

Esso è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali (IAS-IFRS)[53] emanati dall'*International Accounting Standars Board* (IASB) e alle interpretazioni emesse dall'IFRIC[54] e dal SIC[55], in conformità al Regolamento Europeo n. 1606/2002,[56] nonché ai provvedimenti attuativi dell'art. 9 del D.lgs. n. 38 del 28 febbraio 2005, e risulta corredato dall'attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili, ai sensi dell'art. 154-*bis*, comma 5, del D.lgs. n.58/98 e dell'art. 81-*ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971.

Il bilancio è stato sottoposto a revisione contabile da parte della Società di revisione, che ha rilasciato la prescritta certificazione con relazione in data 4 aprile 2013; è stato altresì esaminato dal Collegio sindacale, che ha rassegnato, senza osservazioni, la relazione di sua competenza, redatta ai sensi dell'art. 153 del D.lgs. n. 58/1998 ed in osservanza delle indicazioni fornite dalla CONSOB con Comunicazione n. DEM/1025564 del 6 aprile 2001.

---

[53] *International Accounting Standards - International Financial Reporting Standards.*
[54] *International Financial Reporting Interpretations Committee.*
[55] *Standing Interpretations Committee.*
[56] Tali principi ed interpretazioni sono indicati, nel prosieguo, per semplicità, IAS/EU.

7.2 - Notazioni generali

I principali risultati del bilancio di esercizio sono riportati nella tabella che segue.

(milioni di euro)

BILANCIO DI ESERCIZIO – DATI DI SINTESI			
	2012	2011	*2012/2011 Var.%*
Ricavi	335	762	*-56,0%*
Costi	419	825	-49,2%
Margine operativo lordo	(84)	(63)	*33,3%*
Risultato operativo	(97)	(96)	*1,0%*
Risultato netto	3.420	2.467	*38,6%*
Attività patrimoniali	55.766	54.166	*3,0%*
Passività patrimoniali	29.938	29.976	*-0,1%*
Patrimonio netto	25.828	24.190	*6,8%*
Partecipazioni	39.189	38.759	*1,1%*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.461	1.832	*252,7%*
Capitale circolante netto	(97)	(179)	*-45,8%*
Capitale investito netto	38.266	37.784	*1,3%*
Attività finanziarie non correnti	1.835	2.080	*-11,8%*
Altre attività non correnti	449	262	*71,4%*
Crediti commerciali	478	574	*-16,7%*
Attività finanziarie correnti	6.443	9.668	*-33,4%*
Altre attività correnti	262	244	*7,4%*
Finanziamenti a breve termine	4.953	2.472	*100,4%*
Finanziamenti a lungo termine	19.315	18.083	*6,8%*
Costo complessivo del personale (onere totale)	121	118	*2,5%*
Costo complessivo del personale (stipendi e salari)	75	75	-

Come si può notare, la gestione aziendale è stata, in estrema sintesi, caratterizzata:

- dall'incremento del risultato netto (+38,6%), del patrimonio netto (+6,8%), delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (+252,7%) e dei finanziamenti a breve termine (+100,4%), delle attività patrimoniali (+3,0%) e, in particolare, delle altre attività non correnti (+71,4%)
- dalla flessione del margine operativo lordo, negativo per 84 milioni di euro, con una riduzione di 21 milioni di euro rispetto al 2011;
- da un risultato operativo parimenti negativo per 97 milioni di euro, con una riduzione di 1 milione di euro rispetto al 2011.

7.2.1 - La gestione economica

I risultati della gestione economica, posti a raffronto con quelli dell'esercizio precedente, sono riassunti nella seguente tabella.

(milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE ECONOMICA			
	2012	2011	*2012/2011 Var.%*
- Ricavi	335	762	-56,0%
- Costi	419	825	-49,2%
- Margine operativo lordo	**(84)**	**(63)**	**33,3%**
- Ammortamenti e perdite di valore	13	33	-60,6%
- Risultato operativo	**(97)**	**(96)**	**1,0%**
- Proventi (perdite) da partecipazioni	4.175	3.223	29,5%
- Proventi finanziari	1.600	2.826	-43,4%
- Oneri finanziari	2.446	3.698	-33,9%
- Risultato prima delle imposte	**3.232**	**2.255**	**43,3%**
- Imposte	(188)	(212)	-11,3%
Utile netto dell'esercizio	**3.420**	**2.467**	**38,6%**

L'*utile netto dell'esercizio*, pari a 3.420 milioni di euro, evidenzia, come già segnalato, un incremento del 38,6% rispetto all'esercizio precedente, connesso essenzialmente ai maggiori dividendi distribuiti dalle società del Gruppo.

Il *risultato prima delle imposte*, pari a 3.232 milioni di euro, evidenzia un incremento di 977 milioni di euro (+43,3%).

Le imposte sul reddito dell'esercizio risultano positive per 188 milioni di euro, per effetto principalmente della riduzione della base imponibile IRES che non include i dividendi percepiti dalle società controllate nella misura del 95%.

La riduzione della base imponibile risente, altresì, della deducibilità degli interessi passivi di Enel S.p.a. nell'ambito del consolidato fiscale di Gruppo, in applicazione dell'art. 96 del TUIR, così come sostituito dalla legge n. 244/ 2007.

7.2.2 - La gestione patrimoniale

La gestione patrimoniale è sintetizzata nella tabella che segue.

(milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE PATRIMONIALE			
	2012	2011	*2012/2011 Var.%*
- Attività immobilizzate nette	38.551	38.183	1,0%
- Capitale circolante netto	(97)	(179)	-45,8%
Capitale investito lordo	***38.454***	***38.004***	***1,2%***
- Fondi diversi	(188)	(220)	-14,5%
Capitale investito netto	***38.266***	***37.784***	***1,3%***
- Patrimonio netto	**25.828**	**24.190**	**6,8%**
- Indebitamento finanziario netto	**12.438**	**13.594**	**-8,5%**
TOTALE	**38.266**	**37.784**	**1,3%**

Le *attività immobilizzate nette* ammontano a 38.551 milioni di euro e presentano un incremento di 368 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Tale variazione è imputabile principalmente:

- per 430 milioni di euro, all'incremento netto del valore di carico delle partecipazioni connesso essenzialmente all'incremento della partecipazione nella società controllata *Enel Energy Europe SL* per 3.000 milioni di euro per effetto della sua ripatrimonializzazione, che è stato parzialmente compensato: a) dalla riduzione, pari a 2.258 milioni di euro, del valore di carico nella società controllata Enel Distribuzione S.p.a. a valle della distribuzione, a titolo di dividendo straordinario, della "Riserva da riduzione del capitale sociale"; b) dalla cessione della partecipazione detenuta in Terna S.p.a. (266 milioni di euro); c) dal decremento derivante dalla definitiva assegnazione a titolo gratuito delle azioni della società Enel Green Power S.p.a. rientranti nella cosiddetta "*bonus share*" (47 milioni di euro);
- per 56 milioni di euro, all'incremento delle "altre passività non correnti nette" da collegare essenzialmente al decremento delle attività finanziarie non correnti escluse nell'indebitamento (226 milioni di euro), parzialmente bilanciato dalla riduzione del valore dei contratti derivati classificati nelle passività finanziarie non correnti (182 milioni di euro);

Il *capitale investito netto*, pari a 38.266 milioni di euro, presenta una variazione positiva di 482 milioni di euro rispetto al precedente esercizio ed è coperto dal patrimonio netto per il 67,5%, contro il 64,0% del precedente esercizio.

Il *patrimonio netto* è pari, al 31 dicembre 2012, a 25.828 milioni di euro e risulta in aumento di 1.638 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.

Tale variazione è riferibile all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (3.143 milioni di euro), parzialmente compensato dalla distribuzione del saldo sul dividendo dell'esercizio 2011 nella misura di 0,16 euro per azione (per un importo complessivo pari a 1.505 milioni di euro) deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 30 aprile 2012.

L'*indebitamento finanziario netto complessivo* si è attestato a fine esercizio a 12.438 milioni di euro, in diminuzione di 1.156 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, come risultato dell'incremento della posizione finanziaria netta creditoria a breve termine per 2.407 milioni di euro, parzialmente compensato dall'aumento dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine per 1.251 milioni di euro.

L'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto è pari allo 0,48% (0,56% al 31 dicembre 2011).

7.2.3 - La gestione finanziaria

I risultati sintetici della gestione finanziaria sono riportati nella seguente tabella.

(milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE FINANZIARIA			
	2012	2011	*2012/2011 Var.%*
- Liquidità generata da gestione corrente (*cash flow* operativo)	3.208	2.477	*29,5%*
- Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	(466)	(7)	-
- Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	1.887	(2.755)	*-168,5%*
- Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.629	(285)	-
- Disponibilità liquide iniziali	1.832	2.117	*-13,5%*
Disponibilità liquide finali	**6.461**	**1.832**	***252,7%***

Il *cash flow operativo* - positivo per 3.208 milioni di euro, a fronte di 2.477 milioni di euro dell'esercizio precedente - registra un incremento di 731 milioni di euro, riconducibile, essenzialmente, ai maggiori dividendi incassati dalle società controllate.

Il *cash flow* generato dall'attività di investimento, negativo per 466 milioni di euro (per 7 milioni di euro nell'esercizio precedente), si riferisce, principalmente, all'esborso relativo alla citata ripatrimonializzazione della società Enel Energy Europe (3.000 milioni di euro), al netto delle sopra richiamate compensazioni.

Il *cash flow* da attività di finanziamento positivo, per 1.887 milioni di euro, (a fronte del dato negativo per 2.755 milioni di euro del precedente esercizio) è imputabile, essenzialmente, alla liquidità derivante dal minor fabbisogno complessivo delle società del Gruppo sui conti correnti inter-societari (4.691 milioni di euro), dall'emissione di un prestito obbligazionario *retail* (3.000 milioni di euro) e dall'utilizzo della linea di credito verso la società controllata *Enel Finance International NV* (1.200 milioni di euro).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla liquidità assorbita dai rimborsi di finanziamenti a lungo termine (5.059 milioni di euro), dai minori utilizzi delle linee di credito bancarie a breve termine (499 milioni di euro), nonché dal pagamento del saldo del dividendo 2011.

Nell'esercizio 2012, il fabbisogno generato dall'attività di investimento (466 milioni di euro) è stato ampiamente coperto dalla liquidità generata dall'attività operativa (3.208 milioni di euro) e dall'attività di finanziamento (1.887 milioni di euro); conseguentemente le disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 31 dicembre 2012 risultano pari a 6.461 milioni di euro a fronte di 1.832 milioni di euro di inizio esercizio.

L'*indebitamento finanziario netto complessivo* evidenzia un risultato finale pari a 12.438 milioni di euro, con un decremento di 1.156 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011 (-8,5%). Tale andamento è connesso all'incremento della posizione finanziaria netta creditoria a breve termine per 2.407 milioni di euro e all'aumento dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine per 1.251 milioni di euro.

(milioni di euro)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO COMPLESSIVO			
	2012	2011	*2012/2011 Var.%*
- Posizione finanziaria netta a lungo termine	19.009	17.758	7,0%
- Posizione finanziaria netta a breve termine	(6.571)	(4.164)	57,8%
Indebitamento finanziario netto	**12.438**	**13.594**	**-8,5%**

In particolare, la riduzione complessiva dell'indebitamento finanziario è imputabile principalmente:

- ai rimborsi naturali e volontari effettuati nell'esercizio per un ammontare complessivo di 1.987 milioni di euro relativi alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro, di cui:
  - 1.156 milioni di euro relativi alla *tranche* scaduta nel mese di aprile 2012;
  - 831 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014.
- al rimborso delle linee di credito bancarie per un ammontare complessivo di 1.900 milioni di euro;
- ai rimborsi delle *tranche* in scadenza di prestiti obbligazionari per un ammontare complessivo di 1.058 milioni di euro;
- ai minori utilizzi delle linee di credito bancarie a breve termine per complessivi 499 milioni di euro;
- all'emissione di un prestito obbligazionario a tasso fisso e a tasso variabile, con scadenza 20 febbraio 2018, destinato a risparmiatori *retail* italiani, per un importo complessivo di 3.000 milioni di euro, le cui caratteristiche sono le seguenti:
  - 2.500 milioni di euro a tasso fisso del 4,875%;
  - 500 milioni di euro a tasso variabile;
- all'utilizzo della sopra linea di credito verso la società controllata *Enel Finance International NV*.

Si evidenzia che le disponibilità liquide, pari a 6.461 milioni di euro, presentano, rispetto al 31 dicembre 2011, un incremento di 4.629 milioni di euro strettamente correlato alla riduzione, pari a 4.691 milioni di euro, della posizione creditoria netta sui conti corrente inter-societari intrattenuti con le società controllate ed in particolare a quello riferibile ai rapporti con Enel Produzione (3.043 milioni di euro) e Enel Distribuzione (1.980 milioni di euro). Tali andamenti risultano conseguenti al piano di rifinanziamento del Gruppo Enel volto ad allungare la vita media del debito anche attraverso un più attivo ruolo di *Enel Finance International NV* in qualità di finanziatore *intercompany*.

L'elevato livello di disponibilità liquide presso il sistema bancario rispecchia la strategia di Enel rivolta a fronteggiare l'acuirsi, nel corso dell'esercizio 2012, della crisi economica che ha colpito l'area euro.

7.3 - Lo stato patrimoniale

Con riguardo allo stato patrimoniale, meritano di essere segnalate, in particolare, le seguenti evidenze:

- le *Attività non correnti* si incrementano di 380 milioni di euro rispetto al valore rilevato al 31 dicembre 2011, in conseguenza, essenzialmente, dell'aumento sia del valore delle partecipazioni detenute in società controllate, collegate e in altre imprese per 430 milioni di euro, sia delle altre attività non correnti per 187 milioni di euro, parzialmente compensato dal decremento, per complessivi 245 milioni di euro, delle attività finanziarie non correnti;
- le *Attività correnti* rilevano un incremento di 1.220 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, da riferirsi sostanzialmente all'incremento delle disponibilità liquide (4.629 milioni di euro), parzialmente compensato dal decremento delle attività finanziarie correnti (3.225 milioni di euro);
- le *Passività non correnti* mostrano un incremento di 1.231 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, imputabile principalmente all'aumento dei finanziamenti a lungo termine (1.232 milioni di euro) e delle altre passività non correnti (199 milioni di euro), in parte compensato dalla riduzione delle passività finanziarie non correnti (182 milioni di euro);
- le *Passività correnti* si decrementano di 1.269 milioni di euro per effetto principalmente della riduzione delle quote correnti dei finanziamenti a lungo termine (per 3.304 milioni di euro) e delle passività finanziarie correnti (per 233 milioni di euro) parzialmente compensata e dell'incremento dei finanziamenti a breve termine per un ammontare pari a 2.481 milioni di euro;
- il *Patrimonio netto* subisce un aumento del 6,8% rispetto all'esercizio 2011, attestandosi a 25.828 milioni di euro.

La tabella riportata alla pagina seguente espone le risultanze sintetiche dello stato patrimoniale di Enel S.p.a. al 31 dicembre 2012.

(milioni di euro)

STATO PATRIMONIALE - Enel S.p.a.		
	2012	2011
A T T I V I T A'		
Attività non correnti		
- Attività materiali	4	6
- Attività immateriali	12	17
- Attività per imposte anticipate	373	358
- Partecipazioni	39.189	38.759
- Attività finanziarie non correnti	1.835	2.080
- Altre attività non correnti	449	262
Totale Attività non correnti	***41.862***	***41.482***
Attività correnti		
- Crediti commerciali	478	574
- Crediti per imposte sul reddito	260	366
- Attività finanziarie correnti	6.443	9.668
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.461	1.832
- Altre attività correnti	262	244
Totale Attività correnti	***13.904***	***12.684***
Attività non correnti classificate come possedute per la vendita	-	
TOTALE ATTIVITA'	**55.766**	**54.166**
Variazione %	*3,0%*	
PATRIMONIO NETTO e PASSIVITA'		
Patrimonio netto		
- Capitale sociale	9.403	9.403
- Altre riserve	9.105	9.382
- Utile e perdite accumulate	3.900	3.878
- Risultato netto d'esercizio (*)	3.420	1.527
Totale patrimonio netto	***25.828***	***24.190***
Variazione %	*6,8%*	
Passività non correnti		
- Finanziamenti a lungo termine	19.315	18.083
- TFR e altri benefici ai dipendenti	333	350
- Fondo rischi e oneri	36	37
- Passività per imposte differite	191	191
- Passività finanziarie non correnti	2.393	2.575
- Altre passività non correnti	240	41
Totale Passività non correnti	***22.508***	***21.277***
Passività correnti		
- Finanziamenti a breve termine	4.953	2.472
- Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	809	4.113
- Debiti commerciali	193	329
- Passività finanziarie correnti	798	1.031
- Altre passività correnti	677	754
Totale Passività correnti	***7.430***	***8.699***
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	**55.766**	**54.166**
Variazione %	*3,0%*	

(*) Al netto dell'acconto sul dividendo, pari a 940 milioni di euro, effettuato per il solo esercizio 2011.

Con riferimento alle "Attività" esposte nella tabella precedente, di seguito sono fornite alcune informazioni di maggior dettaglio.

Come esposto in precedenza, le *Attività non correnti* aumentano, rispetto al 31 dicembre 2011, di 380 milioni di euro (+0,9%), per effetto essenzialmente dell'incremento registrato nelle voci *Partecipazioni* e *Altre attività non correnti*, parzialmente compensato dal decremento del valore delle *Attività finanziarie non correnti*, in diminuzione complessivamente di 245 milioni di euro circa (-11,8%).

Partecipazioni

(milioni di euro)

	2012	2011	*2012/2011 Var.%*
- Imprese controllate	39.162	38.467	*1,8%*
- Imprese collegate	23	22	*4,5%*
- Altre imprese	4	270	*-98,5%*
Totale	**39.189**	**38.759**	***1,1%***

L'incremento netto del valore delle partecipazioni detenute in società controllate, collegate e in altre imprese, pari a 430 milioni di euro, è da riferirsi principalmente:

- alla più volte citata ripatrimonializzazione, in data 22 ottobre 2012, della società controllata *Enel Energy Europe SL* per un importo di 3.000 milioni di euro, destinato da quest'ultima a incremento delle riserve di patrimonio netto;
- alla riduzione del valore della partecipazione nella società controllata Enel Distribuzione S.p.a. a seguito del rimborso da parte della stessa della "Riserva da riduzione del capitale sociale", per un importo di 2.258 milioni di euro, a titolo di dividendo straordinario così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti della società dell'11 aprile 2012;
- all'acquisizione effettuata in differenti *tranches*, (in data 2 marzo, 5 marzo, 12 marzo, 5 aprile e 24 maggio 2012) di quote complessivamente pari all'1,045% del capitale sociale di CESI S.p.a., società collegata, per un importo complessivo pari a 1 milione di euro;
- alla cessione, in data 2 febbraio 2012, del totale della partecipazione posseduta in Terna S.p.a., pari al 5,1% del relativo capitale sociale (102.384.037 azioni ordinarie), per un valore di carico di 266 milioni di euro;
- alla riduzione del valore di carico della partecipazione detenuta in Enel Green Power S.p.a. per 47 milioni di euro a seguito dell'effettiva assegnazione a titolo gratuito delle

azioni della società rientranti nella cosiddetta "*bonus share*", concessa nel 2010 nell'ambito dell'offerta globale di vendita di azioni di Enel Green Power S.p.a.;
- alla cessione, in data 31 maggio 2012, di una quota pari allo 0,291% della partecipazione detenuta nel CESI S.p.a., per un valore di carico di 0,2 milioni di euro.[57]

Attività finanziarie non correnti

(milioni di euro)

	2012	2011	*2012/2011 Var.%*
- Crediti verso imprese controllate	138	166	*-16,9%*
- Crediti finanziari verso terzi	163	156	*4,5%*
- Contratti derivati	1.517	1.734	*-12,5%*
- Risconti attivi	12	21	*0,0%*
- Altri crediti finanziari	5	3	*66,7%*
Totale	**1.835**	**2.080**	***-11,8%***

Le *attività finanziarie non correnti* sono relative essenzialmente al *fair value* stimato alla data di bilancio di *contratti derivati* (1.517 milioni di euro) il cui valore registra complessivamente un decremento pari a 217 milioni di euro (-12,5%) rispetto al precedente esercizio.

[57] A seguito delle operazioni di acquisto e vendita poste in essere nel 2012 la quota di partecipazione di Enel nel CESI S.p.a. è passata dal 41,9%, al 31 dicembre 2011, al 42,7% al 31 dicembre 2012.

La tabella che segue espone per tipologia e per designazione i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2012, con evidenza del loro valore nozionale e del *fair value*.

Contratti derivati

(milioni di euro)

	Nozionale		*Fair value*		
	31.12.2012	31.12.2011	**31.12.2012**	31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*:					
- cambi	1.397	1.365	476	447	29
Totale	**1.397**	**1.365**	**476**	**447**	**29**
Derivati di *trading*:					
- tassi di interesse	2.925	2.187	295	215	80
- cambi	9.349	9.573	746	1.072	(326)
Totale	**12.274**	**11.760**	**1.041**	**1.287**	**(246)**
TOTALE	**13.671**	**13.125**	**1.517**	**1.734**	**(217)**

I contratti derivati di *cash flow hedge* presentano, al 31 dicembre 2012, un valore nozionale di 1.397 milioni di euro e un *fair value* di 476 milioni di euro; essi sono riferibili essenzialmente all'operazione di copertura del tasso di cambio della *tranche* di 1,1 miliardi di sterline inglesi relativa all'emissione obbligazionaria rientrante nel programma *Global Medium Term Notes,* effettuata in data 13 giugno 2007; l'incremento del *fair value* rispetto al precedente esercizio è determinato principalmente dall'andamento del cambio dell'euro nei confronti della sterlina inglese.

I contratti derivati di *trading* sia su tassi d'interesse che su tassi di cambio presentano, invece, un valore nozionale complessivo di 12.274 milioni di euro e un *fair value* di 1.041 milioni di euro; l'incremento del *fair value* dei derivati di *trading* su tasso di interesse, rispetto al precedente esercizio, pari a 80 milioni di euro, è riconducibile sia alle nuove operazioni di copertura gestionale negoziate effettuate nel corso del 2012 a fronte delle emissioni di *private placement* di *Enel Finance International NV* e dei finanziamenti accesi da alcune società del Gruppo, sia alla valutazione delle operazioni già presenti al 31 dicembre 2011 che hanno risentito positivamente dell'andamento delle curve di tasso; il decremento del *fair value* dei derivati di *trading* su cambi, rispetto al precedente esercizio, pari a 326 milioni di euro, riguarda sostanzialmente le operazioni di copertura gestionale delle emissioni obbligazionarie in valuta tramite *cross currency interest rate swap* ed è imputabile, quasi esclusivamente, al negativo andamento dei cambi.

La voce *Crediti verso imprese controllate*, pari a 138 milioni di euro, si riferisce, ai crediti derivanti dall'accollo da parte delle società del Gruppo delle quote di competenza dell'indebitamento finanziario.[58]

Tale voce ha presentato un decremento di 28 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto della riclassifica tra le attività finanziarie correnti della quota del credito in scadenza entro i dodici mesi.

Le *attività correnti* aumentano complessivamente di 1.220 milioni di euro, in conseguenza, prevalentemente, dell'incremento delle disponibilità liquide (4.629 milioni di euro), che è stato parzialmente compensato, per la gran parte, dal decremento delle attività finanziarie correnti (3.225 milioni di euro).

Attività correnti

(milioni di euro)

	2012	2011	*2012/2011 Var.%*
- Crediti commerciali	478	574	*-16,7%*
- Crediti per imposte sul reddito	260	366	*-29,0%*
- Attività finanziarie correnti	6.443	9.668	*-33,4%*
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.461	1.832	*252,7%*
- Altre attività correnti	262	244	*7,4%*
Totale	**13.904**	**12.684**	***9,6%***

I *crediti commerciali*, pari a 478 milioni di euro, sono rappresentati da crediti verso clienti, per 9 milioni di euro circa, e da crediti verso imprese controllate per 469 milioni di euro, circa; essi registrano, complessivamente, un decremento di 96 milioni di euro.

Il decremento dei crediti verso clienti (73 milioni di euro) è sostanzialmente dovuto al venir meno dei crediti verso l'Acquirente Unico, connesso alla scadenza del contratto di importazione di energia elettrica stipulato con la Società *Alpiq S.p.a.*

[58] Gli accordi infragruppo prevedono, infatti, il riaddebito dei relativi oneri finanziari di competenza, degli oneri e proventi maturati sui contratti di copertura contro il rischio di oscillazione dei tassi di interesse effettuati sulla parte di indebitamento accollato, nonché del rimborso delle quote capitale alle scadenze previste per ogni prestito.

I crediti commerciali verso imprese controllate si riferiscono principalmente a servizi e attività svolte da Enel in favore delle società del Gruppo e la loro diminuzione (23 milioni di euro) è stata determinata, essenzialmente, dalla riduzione delle *management fees* e delle attività *di service*.

I *crediti per imposte sul reddito* ammontano a 260 milioni di euro e sono, per lo più, riferibili al credito IRES per imposte correnti dell'esercizio.

Le *attività finanziarie correnti*, pari a 6.443 milioni di euro, sono riferibili, per 5.609 milioni di euro, a crediti verso società del Gruppo e, per 834 milioni di euro, a crediti verso terzi; rispetto all'esercizio 2011, esse si decrementano di 3.225 milioni di euro a seguito, principalmente, dei minori crediti finanziari a breve verso società del Gruppo sul conto corrente inter-societario (2.957 milioni di euro), del rimborso da parte di *Enel Finance International NV* del *Bridge Facility* (120 milioni di euro), nonché per effetto del minor valore dei contratti derivati verso terzi (211 milioni di euro).

Con ferimento alle "Passività e Patrimonio netto" si evidenzia, invece, quanto di seguito.

Il *patrimonio netto* – come già osservato - presenta un incremento di 1.638 milioni di euro (+6,8%) rispetto al valore accertato al 31 dicembre 2011; in particolare:

- il *Capitale sociale* ammonta a 9.403.357.795 euro, risulta interamente sottoscritto e versato ed è rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna;
- la *Riserva legale,* pari al 20% del capitale sociale, non ha presentato variazioni rispetto al precedente esercizio;
- gli *utili e perdite accumulati* presentano un aumento di 22 milioni di euro per effetto di quota parte degli utili dell'esercizio precedente portati a nuovo in base a quanto deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 30 aprile 2012;
- *l'utile dell'esercizio* 2012, rilevato a conto economico, è pari a 3.420 milioni di euro.

Le *passività non correnti*, pari a 22.508 milioni di euro, rappresentano il 40,4% delle voci *Patrimonio netto e Passività* e si incrementano di 1.231 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale aumento è riferibile principalmente all'incremento, per un importo pari a 1.232 milioni di euro (+6,8% rispetto al 2011), dei *finanziamenti a lungo termine* che al 31 dicembre 2012 ammontano a 19.315 milioni di euro; detti finanziamenti, non inclusivi della quota avente scadenza entro i 12 mesi successivi alla data di bilancio e pari a 809 milioni di euro, sono rappresentati da *obbligazioni* per un importo pari a 16.323 milioni di euro, da *finanziamenti bancari* per un importo pari a 492

milioni di euro e da *finanziamenti da Società del Gruppo* per un importo pari a 2.500 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono riportati i dati relativi ai *finanziamenti a lungo termine*.

Finanziamenti a lungo termine

(milioni di euro)

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Obbligazioni:			
- tasso fisso	10.769	9.042	1.727
- tasso variabile	5.554	5.234	320
Finanziamenti bancari:			
- tasso variabile	492	1.307	(815)
Finanziamenti da società del Gruppo:			
- tasso fisso	2.500	2.500	-
Totale	**19.315**	**18.083**	**1.232**

Il valore nozionale delle obbligazioni e degli altri finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) e la relativa movimentazione nel corso dell'esercizio è sintetizzata nel prospetto seguente:

Movimentazione del valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine

(milioni di euro)

Movimentazione del valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine	**2011**	**Rimborsi**	**Nuove emissioni**	**Obbligazioni proprie riacquistate**	**Differenze di cambio**	**2012**
- Obbligazioni	15.445	(1.057)	3.000	(114)	32	17.306
- Finanziamenti bancari	4.386	(3.887)	-	-	-	499
- Finanziamenti da Società del Gruppo	2.500	-	-	-	-	2.500
Totale finanziamenti a lungo termine	**22.331**	**(4.944)**	**3.000**	**(114)**	**32**	**20.305**

Rispetto al 31 dicembre 2011, il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine presenta, nel complesso, una riduzione di 2.026 milioni di euro quale saldo netto di rimborsi effettuati nell'esercizio per complessivi 4.944 milioni di euro, di nuove emissioni per 3.000 milioni di euro, di riacquisto di obbligazioni proprie per 114 milioni di euro e di differenze negative di cambio per 32 milioni di euro.

Nell'ambito delle *Passività non correnti*, è da segnalare, inoltre, la voce *passività finanziarie non correnti,* pari al 31 dicembre 2012 a 2.393 milioni di euro; essa accoglie interamente la valutazione al *fair value* dei contratti derivati il cui dettaglio per natura e per destinazione è evidenziato nella tabella seguente.

Contratti derivati inclusi nelle Passività finanziarie non correnti

(milioni di euro)

	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	2.190	2.190	274	273	1
- cambi	1.405	1.374	1.033	962	71
Totale	**3.595**	**3.564**	**1.307**	**1.235**	**72**
Derivati di *trading*:					
- tassi	3.500	2.761	340	268	72
- cambi	9.349	9.573	746	1.072	(326)
Totale	**12.849**	**12.334**	**1.086**	**1.340**	**(254)**
TOTALE	**16.444**	**15.898**	**2.393**	**2.575**	**(182)**

In particolare, i contratti derivati classificati tra le *passività finanziarie non correnti* presentano un valore nozionale complessivo pari a 16.444 milioni di euro e un *fair value* pari a 2.393 milioni di euro ed evidenziano, se confrontati con i valori del 31 dicembre 2011, rispettivamente, un incremento pari a 546 milioni di euro e un decremento di 182 milioni di euro; l'aumento del valore nozionale, riguarda, per lo più, derivati di *trading* su tassi di interesse (739 milioni di euro) ed è imputabile, principalmente, alle nuove operazioni negoziate per conto di società del Gruppo.

Le *passività correnti,* pari complessivamente a 7.430 milioni di euro, evidenziano un decremento complessivo di 1.269 milioni di euro rispetto al corrispondente dato dell'esercizio precedente; tale variazione è riferibile, fondamentalmente, alla riduzione, pari a 3.304 milioni di euro, delle *quote correnti dei finanziamenti a lungo termine* e al decremento per 233 milioni di euro delle *passività finanziarie correnti*.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei *finanziamenti a breve termine* pari a 2.481 milioni di euro; in particolare, con riferimento ai *finanziamenti a breve termine* si evidenzia che:

- l'indebitamento verso terzi, pari a 826 milioni di euro, presenta un decremento di 453 milioni di euro, essenzialmente per effetto dei minori utilizzi delle linee di credito

(499 milioni di euro), in parte compensato dal maggior valore dei *cash collateral* ricevuti dalle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi (46 milioni di euro);

- l'indebitamento verso le società del Gruppo, pari a 4.127 milioni di euro, registra un incremento pari a 2.934 milioni di euro da imputare al peggioramento della posizione debitoria sul conto corrente inter-societario intrattenuto con le società controllate (1.734 milioni di euro) e all'utilizzo della linea di credito verso la società controllata *Enel Finance International NV* (1.200 milioni di euro).

Le *passività finanziarie correnti*, pari a 798 milioni di euro, sono in diminuzione rispetto all'esercizio precedente di 233 milioni di euro (-22,6%) e sono riferite a *passività finanziarie differite* (per 488 milioni di euro), a *contratti derivati* (per 263 milioni di euro) e ad *altre partite* (per 47 milioni di euro).

Le *passività finanziarie differite* si riferiscono agli interessi passivi di competenza maturati sui debiti finanziari, mentre le *altre partite* accolgono principalmente gli interessi passivi maturati sui conti correnti intrattenuti con le società del Gruppo.

Le *altre passività correnti*, pari a 677 milioni di euro, presentano un decremento di 77 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente e si riferiscono principalmente ai debiti verso l'Erario e verso le società del Gruppo per imposte IRES riferite alle Società aderenti al consolidato fiscale e all'IVA di Gruppo.

7.4 - Il conto economico

Il conto economico, raffrontato ai risultati dell'esercizio precedente, è sintetizzato nella tabella seguente.

(milioni di euro)

CONTO ECONOMICO - Enel S.p.a.		
	2012	2011
Ricavi		
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	328	732
- Altri ricavi e proventi	7	30
Totale	***335***	***762***
Costi		
- Energia elettrica e materiali di consumo	2	361
- Servizi e godimento beni di terzi	236	276
- Costo del personale	121	118
- Ammortamenti e perdite di valore	13	33
- Altri costi operativi	60	70
Totale	***432***	***858***
Risultato operativo	**(97)**	**(96)**
- Proventi da partecipazioni	4.175	3.223
- Proventi finanziari	1.600	2.826
- Oneri finanziari	2.446	3.698
Risultato prima delle imposte	***3.232***	***2.255***
- Imposte	(188)	(212)
Risultato netto dell'esercizio	**3.420**	**2.467**
Variazione %	*38,6%*	

Il *risultato netto dell'esercizio* è in aumento per 953 milioni di euro (+38,6%) per effetto – come si è già avuto modo di riferire - dei maggiori dividendi distribuiti dalle società del Gruppo.

Il *risultato operativo*, negativo per 97 milioni di euro, è in linea con quanto rilevato nel precedente esercizio (96 milioni di euro).

I *ricavi delle vendite e prestazioni,* complessivamente pari a 328 milioni di euro (732 milioni di euro nel 2011), si riferiscono interamente a *prestazioni di servizi* rese alle società controllate nell'ambito della funzione di indirizzo e coordinamento svolta dalla società e al riaddebito di oneri di diversa natura di competenza delle controllate stesse; si evidenzia che la riduzione dei *ricavi delle vendite e delle prestazioni* rispetto al precedente esercizio è riferibile, per la gran parte, al venir meno dei ricavi per vendita di energia elettrica, in conseguenza della scadenza, avvenuta il 31 dicembre 2011, del sopra richiamato contratto con *Alpiq S.p.a.* per l'importazione di energia

elettrica alla frontiera elvetica.

I costi per acquisti di *energia elettrica e materiali di consumo*, pari a 2 milioni di euro, presentano una riduzione di 359 milioni di euro rispetto ai valori registrati nell'esercizio precedente, principalmente per effetto della scadenza del contratto con *Alpiq S.p.a.*

I costi per *prestazioni di servizi e godimento beni di terzi*, pari a 236 milioni di euro, si decrementano di 40 milioni di euro e si riferiscono per 217 milioni di euro a servizi e per 19 milioni di euro a godimento di beni di terzi.

Gli *ammortamenti e perdite di valore,* pari a 13 milioni di euro, presentano un decremento di 20 milioni di euro, mentre gli *altri costi operativi*, pari a 60 milioni di euro, si riducono di 10 milioni di euro.

Il *costo del personale* risulta pari a 121 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 3 milioni di euro che, a fronte di una consistenza media del personale di 852 unità (850 unità medie nel 2011), risente dei maggior onere per esodo incentivato rilevato nel periodo.

I proventi da partecipazioni presentano un saldo di 4.175 milioni di euro con un incremento, rispetto al 2011, di 952 milioni di euro (+29,5%). Essi si riferiscono per 3.940 milioni di euro ai dividendi distribuiti nell'esercizio dalle società controllate e partecipate e per 234 milioni di euro alla plusvalenza, al lordo dei costi di transazione, realizzata dalla cessione avvenuta in data 2 febbraio 2012 del totale della partecipazione posseduta in Terna, pari al 5,1% del relativo capitale sociale.

I *Proventi* e gli *oneri finanziari,* rispettivamente pari a 1.600 milioni di euro e a 2.446 milioni di euro, determinano un saldo netto negativo (oneri) pari a 846 milioni di euro.

In particolare, gli oneri finanziari netti si riferiscono agli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (1.019 milioni di euro), nonché agli oneri netti derivanti da strumenti derivati su tassi d'interesse (110 milioni di euro), parzialmente compensati dagli interessi attivi e altri proventi su conti correnti inter-societari e bancari (rispettivamente pari a 241 milioni di euro ed a 18 milioni di euro), su *cash collateral* (1 milione di euro) e dagli interessi attivi su finanziamenti accollati alle società del Gruppo (11 milioni di euro).

Il loro decremento, pari a 26 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, è stato determinato principalmente dai minori oneri netti da strumenti derivati su tassi d'interesse (79 milioni di euro), parzialmente bilanciati dalla riduzione degli interessi attivi e degli altri proventi su attività finanziarie correnti (15 milioni di euro)

conseguente al decremento degli interessi attivi maturati sul conto corrente inter-societario.[59]

Gli oneri e proventi finanziari su operazioni in strumenti derivati, con riferimento all'attività di copertura sistematica del rischio tasso d'interesse e cambio effettuata per conto di tutte le società del Gruppo, evidenziano una pressoché totale compensazione e quindi attestano – come nel precedente esercizio - la sostanziale assenza di rischio che permane in capo in Enel S.p.a..

Le *imposte sul reddito* risultano complessivamente positive per 188 milioni di euro, per effetto principalmente – come già evidenziato - della riduzione della base imponibile IRES dovuta all'esclusione al 95% dei dividendi percepiti dalle società controllate.

Le imposte sul reddito di esercizio tengono anche conto della deducibilità degli interessi passivi di Enel S.p.a. in capo al consolidato fiscale di Gruppo in base alle disposizioni in materia di IRES (art. 96 TUIR così come sostituito dalla legge n. 244 del 24 dicembre 2007 "legge Finanziaria 2008").

L'incidenza sul risultato prima delle imposte nel 2012 è pari a -5,8% contro il -9,4% del 2011.[60]

[59] Si evidenzia che nel 2011 erano stati rilevati proventi netti per 42 milioni di euro connessi all'esercizio della "*bonus share*" concessa nel 2010 nell'ambito dell'offerta globale di vendita di azioni di Enel Green Power S.p.a..

[60] Tale andamento risente essenzialmente sia del diverso ammontare nei due esercizi di riferimento dei dividendi percepiti dalle società controllate sia del provento, in regime di parziale esenzione d'imposta, derivante dalla cessione della quota di partecipazione detenuta in Terna S.p.a..

8. - Risultati economico-finanziari del Gruppo Enel

8.1 - Il bilancio consolidato

Il Bilancio consolidato del *Gruppo Enel* è stato esaminato dall'Assemblea degli azionisti di Enel S.p.a. nell'adunanza del 30 aprile 2013, congiuntamente al Bilancio di esercizio.

Esso 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 ed è corredato dalla Relazione sulla gestione e da quella sul Governo societario e gli assetti proprietari del Gruppo.

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione CONSOB (DEM 6064293 del 28 luglio 2006) e dall'art. 126 della deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, al Bilancio consolidato sono, infine, allegati, a norma dell'art. 2359 c.c., gli elenchi delle imprese controllate da Enel S.p.a. e ad esse collegate, nonché delle altre partecipazioni rilevanti al 31 dicembre 2012.

A seguito di specifica richiesta formulata dalla CONSOB con comunicazione in data 19 aprile 2013, la documentazione relativa al fascicolo della relazione finanziaria esaminata dall'Assemblea è stata integrata con una serie di informazioni e chiarimenti richiesti dalla stessa Commissione relativamente agli argomenti di seguito sinteticamente riportati:

- rischi e incertezze connessi al debole contesto operativo del mercato dell'energia elettrica in Italia e Spagna;
- *target* economico-finanziari del Gruppo per l'intero periodo del piano industriale 2103/2017, con specificazione delle ragioni della mancata previsione di crescita dell'EBITDA nel biennio 2013/2015;
- programma di riduzione dell'indebitamento finanziario netto e gestione della liquidità;
- procedura di *impairment test* effettuata dal Consiglio di Amministrazione.

Il Bilancio consolidato è stato sottoposto a revisione contabile da parte della società di revisione che, nella relazione in data 4 aprile 2013, ad esso allegata, non ha evidenziato rilievi né richiami di informativa, giudicandolo "... *conforme agli International Financial Reporting Standars adottati dall'Unione Europea, nonché ai*

provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.lgs. n. 38/05" ed attestando che è stato redatto "*... con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa...*".

Nella stessa relazione, viene, infine, attestato che "*... la relazione sulla gestione e le informazioni ...presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2012...*".

Il Collegio Sindacale, per parte sua, nella relazione rassegnata all'Assemblea degli azionisti, ha espresso parere favorevole al bilancio, dopo aver dato atto che:

- il documento era stato sottoposto al giudizio professionale della Società di revisione che, ai sensi dell'art. 14 del decreto 39/2010, aveva reso la suddetta relazione, con le attestazioni di cui sopra;
- analoga relazione senza rilievi era stata rassegnata dal Revisore con riguardo alla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2012 delle più rilevanti società italiane del Gruppo Enel;
- nel corso degli incontri periodici con i rappresentanti della Società di revisione non erano state evidenziate criticità relative ai *reporting packages* delle principali società estere del Gruppo Enel, tali da fare emergere rilievi di significatività o da meritare di essere riflessi nel giudizio sul Bilancio medesimo;
- che, allo stesso modo, anche le attività di revisione sui bilanci delle controllate estere da parte dei corrispondenti esteri della società di revisione, non avevano fatto emergere rilievi significativi né richiami di informativa;
- che i Collegi Sindacali delle società controllate italiane e gli equivalenti organismi di controllo delle principale società estere del Gruppo non avevano segnalato anomalie e/o rilievi all'esito della rispettiva attività vigilanza, esprimendo, nel contempo, parere favorevole all'approvazione dei bilanci da parte delle rispettive assemblee.

L'area di consolidamento comprende la Capogruppo Enel S.p.a. e le società sulle quali essa, direttamente o indirettamente, esercita il controllo.

Nell'esercizio 2012, l'area di consolidamento ha subìto alcune modifiche per le seguenti principali operazioni:

- 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 (che, precedentemente, era consolidata con il metodo proporzionale in virtù del controllo congiunto) è stata consolidata con il metodo integrale;
- 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 state consolidate con il metodo integrale;
- acquisizione, in data 28 giugno 2012, del 100% di *Stipa Nayaa*, 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 è stata consolidata integralmente anziché con il metodo del patrimonio netto;
- acquisizione, in data 21 dicembre 2012, del 99,9% di *Eólica Zopiloapan*, società messicana operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica.

8.2 - Notazioni generali

Il *Bilancio consolidato del Gruppo Enel* al 31 dicembre 2012, è stato anch'esso predisposto in conformità ai principi contabili internazionali IAS-IFRS, alle interpretazioni emesse dall'IFRIC e dal SIC e ai provvedimenti emanati in attuazione del comma 3 dell'art.9 del D.lgs. n.38/2005.[61]

Nello Stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è stata effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività 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 dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; parimenti, le *passività correnti* sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

---

[61] Cfr. *supra*, paragrafo n. 7.1.

Il Conto economico è stato classificato in base alla natura dei costi e nel Rendiconto finanziario è stato utilizzato il metodo indiretto.

La valuta utilizzata dal Gruppo nella redazione del Bilancio consolidato è l'euro, in quanto valuta funzionale della Capogruppo Enel S.p.a.

Il bilancio è stato redatto nella prospettiva della continuazione aziendale, applicando il metodo del costo storico, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU devono essere rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci.

Quando il valore contabile dei costi, dei ricavi, delle attività e delle passività (attuali e potenziali) non era agevolmente desumibile da altre fonti, sono state adottate, in applicazione dei sopra richiamati IFRS-EU, stime e assunzioni basate sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nelle singole fattispecie.

I bilanci delle società partecipate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 sono stati elaborati in accordo con i principi contabili adottati dalla Capogruppo.

Tutti i saldi e le transazioni infra-gruppo, inclusi eventuali utili o perdite non realizzati derivanti da operazioni intervenute tra società del Gruppo, sono stati eliminati al netto del relativo effetto fiscale teorico.

Gli utili e le perdite non realizzati con società collegate e *joint venture* sono stati eliminati per la quota di pertinenza del Gruppo.

In entrambe le suddette ipotesi, le perdite non realizzate sono state eliminate a eccezione del caso in cui esse fossero rappresentative di perdite di valore.

I dati del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2011, presentati ai soli fini comparativi, sono stati oggetto di rideterminazione in seguito all'adozione di un nuovo criterio di contabilizzazione dei certificati di efficienza energetica.

Rispetto alla contabilizzazione dei certificati di efficienza energetica effettuata al 31 dicembre 2011 l'adozione di questo nuovo criterio ha determinato un decremento del patrimonio netto consolidato di Gruppo pari a 140 milioni di euro e del Risultato netto del Gruppo dell'esercizio 2011 di 35 milioni di euro.

Le risultanze delle principali voci generali del Bilancio consolidato, quali esposte nella tabella che segue, evidenziano - come già anticipato nella relazione relativa al precedente esercizio finanziario[62] - una situazione caratterizzata dall'incremento dei ricavi (+5.375 milioni di euro pari al +6,8%), dei costi (+6.008 milioni di euro pari al +9,7%), dal decremento del Margine Operativo Lordo/EBITDA (-867 milioni di euro pari

[62] Cfr. Relazione 2011 – paragrafo n. 9.

al -4,9%) e del risultato operativo/EBIT (-3.543 milioni di euro pari a -31,4%), e dal decremento di 3.248 milioni di euro del *Risultato netto del Gruppo e di terzi* (-61,0% rispetto al precedente esercizio).

Per quanto riguarda, invece, i principali valori patrimoniali, si registra un decremento del patrimonio netto di Gruppo (-1.879 milioni di euro pari a -4,9%) e un incremento del patrimonio netto di terzi (+737 milioni di euro pari a +4,7%); sono, inoltre, in diminuzione *gli investimenti* (-409 milioni di euro) ed il *capitale investito netto* (-2.823 milioni di euro).

(milioni di euro)

BILANCIO CONSOLIDATO - SINTESI			
	2012	**2011 *restated***	***2012/2011* %**
Ricavi	84.889	79.514	6,8
Costi	68.189	62.181	9,7
Margine operativo lordo	16.738	17.605	-4,9
Risultato operativo	7.735	11.278	-31,4
Risultato netto del gruppo (utile di esercizio)	865	4.113	-79,0
Risultato netto di terzi	1.210	1.210	-
Risultato netto complessivo (Gruppo e terzi)	2.075	5.323	-61,0
Attività patrimoniali	171.656	169.891	1,0
Passività patrimoniali	118.498	115.591	2,5
Patrimonio netto del gruppo	36.771	38.650	-4,9
Patrimonio netto di terzi	16.387	15.650	4,7
Patrimonio netto complessivo	53.158	54.300	-2,1
Investimenti	7.075	7.484	-5,5
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.891	7.015	41,0
Capitale circolante netto	-6.576	-5.560	18,3
Capitale investito netto	96.106	98.929	-2,9
Attività finanziarie non correnti	5.518	6.325	-12,8
Altre attività non correnti	897	512	75,2
Rimanenze	3.338	3.148	6,0
Crediti commerciali	11.719	11.570	1,3
Attività finanziarie correnti	9.381	10.466	-10,4
Altre attività correnti	2.262	2.136	5,9
Finanziamenti a breve termine	8.027	14.471	-44,5
Finanziamenti a lungo termine	55.959	48.703	14,9
Organico Gruppo *Enel* (al 31.12.2011)	73.702	75.360	-2,2
Costo complessivo del personale	4.860	4.296	13,1
Costo complessivo del personale (per stipendi e salari)	3.511	3.335	5,3

8.3 - Lo stato patrimoniale consolidato

Il quadro riassuntivo delle attività è riportato nel prospetto che segue ed evidenzia un aumento complessivo pari all'1,0%, rispetto al 2011.

(milioni euro)

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO: ATTIVITA'			
	2012	**2011 *restated***	***2012/2011 %***
ATTIVITA'			
Attività non correnti:			
- Immobili, impianti e macchinari	83.115	80.592	3,1
- Investimenti immobiliari	197	245	-19,6
- Attività immateriali	35.970	39.049	-7,9
- Attività per imposte anticipate	6.305	6.116	3,1
- Partecipazioni valutate col metodo del patrimonio netto	1.115	1.085	2,8
- Attività finanziarie non correnti	5.518	6.325	-12,8
- Altre attività non correnti	897	512	75,2
Totale Attività non correnti	**133.117**	**133.924**	**-0,6**
Attività correnti:			
- Rimanenze	3.338	3.148	6,0
- Crediti commerciali	11.719	11.570	1,3
- Crediti tributari	1.631	1.251	30,4
- Attività finanziarie correnti	9.381	10.466	-10,4
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.891	7.015	41,0
- Altre attività correnti	2.262	2.136	5,9
Totale Attività correnti	**38.222**	**35.586**	**7,4**
Attività possedute per la vendita	317	381	-16,8
TOTALE ATTIVITA'	**171.656**	**169.891**	**1,0**

Le *Attività non correnti*, diminuiscono, nel complesso, dello 0,6%; più in dettaglio, gli *immobili, impianti e macchinari,* presentano un valore al 31 dicembre 2012 pari a 83.115 milioni di euro.

L'incremento netto pari a 2.523 milioni di euro (+3,1%) rispetto all'esercizio precedente si riferisce prevalentemente agli investimenti effettuati nell'esercizio, per complessivi 6.436 milioni di euro, alla variazione del perimetro di consolidamento, per complessivi 222 milioni di euro e alle differenze di cambio complessivamente positive per 468 milioni di euro.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla quota di ammortamento dell'esercizio, pari a 4.700 milioni di euro, e dalle perdite di valore per 73 milioni di euro.

Le *Attività immateriali* ammontano a 35.970 milioni di euro ed includono essenzialmente le concessioni, licenze, marchi e diritti simili per 16.129 milioni di euro, gli accordi per servizi in concessione per 2.468 milioni di euro e l'avviamento per 15.963 milioni di euro.

In particolare, l'importo iscritto nella voce *Avviamento* registra un decremento di 2.379 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, dovuto principalmente a perdite di valore per 2.517 milioni di euro rilevate a seguito degli esiti del processo di *impairment test*, disciplinato dallo IAS 36, volto a verificare, per l'appunto, il valore "recuperabile" degli avviamenti iscritti in bilancio (nei quali vanno annoverati, tra i più importanti, quelli relativi a Endesa–Penisola iberica, Endesa America latina, Enel OGK -5, Slovenske Elektrarne, Enel Romania, Enel Energia e le società facenti capo al gruppo Enel Green Power).

La stima di tale valore è stata effettuata mediante l'utilizzo di modelli *Discounted Cash Flow*, basati, essenzialmente, sui flussi di cassa attesi con l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando *input* di mercato quali tassi *risk-free*, beta e *market risk premium*[63].

Le *Attività per imposte anticipate,* pari a 6.305 milioni di euro, sono in aumento rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2011, registrando un incremento di 189 milioni di euro.

Le *Attività finanziarie non correnti*, pari a 5.518 milioni di euro, presentano un decremento, rispetto al 31 dicembre 2011, di 807 milioni di euro (-12,8%), riferibile principalmente:

---

[63] In particolare, i flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle indicazioni desumibili, per l'esercizio in corso, dal piano industriale decennale della Capogruppo e, per gli anni successivi, prendendo in considerazione le ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa, la vita residua degli *asset* o la durata delle concessioni; il valore terminale è stato, invece, stimato come rendita perpetua o rendita annua con un tasso di crescita nominale pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o all'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza del *business*), e comunque non eccedente il tasso medio di crescita a lungo termine del mercato di riferimento.
Poiché il valore d'uso determinato secondo le descritte procedure è risultato inferiore a quello iscritto in bilancio relativamente alle *cash generating unit* (CGU) *Endesa-Penisola iberica* ed *Enel OGK-5* (in considerazione, quanto alla prima, dei diversi provvedimenti normativi incidenti nel settore energetico adottati dal governo spagnolo nel corso del 2012 nonché dell'incremento del "rischio Paese" fattorizzato nel tasso di sconto e, quanto alla seconda, del possibile decremento delle prospettive di redditività del *business* per effetto della contrazione dei prezzi a medio termine e delle incertezze regolatorie connesse al possibile differimento della completa liberalizzazione del mercato della generazione), si è, conseguentemente, proceduto a svalutare, in sede di *impairment test*, l'avviamento attribuito alle anzidette società, per un importo pari, rispettivamente, a 2.392 e a 112 milioni di euro.

- al decremento (pari a 434 milioni di euro) del *fair value* dei contratti derivati a copertura del rischio cambio, determinato dall'andamento del cambio dell'euro nei confronti delle principali divise;
- alla riduzione del valore relativo alle *Partecipazioni in altre imprese* (631 milioni di euro) relativa sia a talune cessioni, tra cui si evidenziano quella della partecipazione detenuta in Terna, avvenuta a inizio 2012, e di alcune partecipazioni minori detenute in Spagna (*Euskaltel e Gas de Extremadura Transportista*), sia alla riduzione del *fair value* di *Bayan Resources*, società nel quale il Gruppo detiene una partecipazione di minoranza, il cui valore, in applicazione dei principi contabili di riferimento, viene espresso a *fair value* a ciascuna *reporting date*;
- all'incremento della voce *Accordi per servizi in concessione* per 354 milioni di euro a seguito delle modifiche intervenute in Brasile dopo l'entrata in vigore della *Medida Provisória* n. 579/2012.

Nella voce *Altre attività non correnti,* in aumento di 385 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, sono compresi:
- i *crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati*, che includono il solo credito (pari a 51 milioni di euro) vantato dalle società italiane di distribuzione a fronte dei meccanismi di perequazione;
- il *surplus* (pari a 99 milioni di euro) delle attività a servizio di taluni piani di benefici per i dipendenti di Endesa, rispetto alle relative passività attuariali (voce *Attività netta programmi del personale*)
- *altri crediti* per un importo pari a 747 milioni di euro (330 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Riguardo alle *Attività correnti*, si evidenzia, invece, un incremento pari a 2.636 milioni di euro (+7,4%), riferibile essenzialmente all'aumento delle *disponibilità liquide e mezzi equivalenti* e dei *crediti tributari,* parzialmente compensato dal decremento registratosi nelle *attività finanziarie correnti*.

I *Crediti commerciali verso clienti* ammontano (al netto del relativo fondo di svalutazione, che a fine esercizio è pari complessivamente a 1.421 milioni di euro) a 11.719 milioni di euro, con un incremento di 149 milioni di euro rispetto al valore registrato al 31 dicembre 2011 (+1,3% circa).

Come si evince dalla tabella che segue, tale leggero incremento ha interessato quasi tutte le Divisioni ad eccezione delle Divisioni Iberia e America Latina e Generazione ed Energy Management, i cui crediti presentano, comunque, un basso rischio di inesigibilità, stante l'elevato *standard* creditizio delle controparti.

CREDITI COMMERCIALI

(milioni di euro)

Divisione	Al 31.12.2012	Al 31.12.2011 *restated*	Variazione
- Mercato	3.989	3.846	143
- Iberia e America Latina	3.562	3.676	-114
- Generazione ed Energy - Management	2.099	2.315	-216
- Infrastrutture e Reti	878	645	233
- Internazionale	655	490	165
- Energie Rinnovabili	394	338	56
- Altre	142	260	-118
Totale	**11.719**	**11.570**	**149**

La successiva tabella espone, invece, la situazione dei crediti commerciali con riferimento alla loro scadenza.

Crediti commerciali in rapporto alla scadenza

(milioni di euro)

Non scaduti	**7.735**
Scaduti:	
- da 0 a 6 mesi	2.094
- da 6 a 12 mesi	489
- da 12 a 24 mesi	515
- oltre 24 mesi	886
Totale al 31 dicembre 2011	**11.719**

Nella tabella seguente è riportata la movimentazione del *Fondo svalutazione crediti*, dalla quale si rileva un decremento netto del fondo di 240 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (-14,4%) e che:

- l'accantonamento complessivo è stato pari a 588 milioni di euro (+13,3% rispetto all'omologo dato dell'esercizio 2011, pari a 519 milioni di euro);
- l'utilizzo complessivo si è attestato a 802 milioni di euro (+78,6% rispetto agli utilizzi effettuati nell'esercizio 2011 pari a 449 milioni di euro).

Movimentazione del Fondo Svalutazione crediti

(milioni di euro)

Totale al 31.12.2011 *restated*	1.661
Accantonamenti	588
Utilizzi	(802)
Altri movimenti	(26)
Totale al 31.12.2012	**1.421**

Le *Attività finanziarie correnti*, in diminuzione del 10,4%, includono il credito finanziario relativo al *deficit* del sistema elettrico spagnolo per 4.839 milioni di euro che rispetto ai 5.379 milioni di euro al 31 dicembre 2011 ha registrato una variazione netta pari a 540 milioni di euro. Tale variazione risente essenzialmente degli incassi effettuati nel corso del 2012 anche attraverso il *Fondo de Titulalizacion*[64] , al netto dei nuovi crediti maturati nello stesso esercizio.

Nella voce *Crediti tributari,* pari a 1.631 milioni di euro e in aumento del 30,4%, sono compresi i crediti per imposte sul reddito (528 milioni di euro al 31 dicembre 2012 rispetto ai 512 milioni di euro risultanti al 31 dicembre 2011), per imposte indirette (593 milioni di euro, a fronte dei 406 milioni di euro del 31 dicembre 2011) e per imposte erariali e addizionali (394 milioni di euro, contro i 225 milioni di euro dell'esercizio precedente).

[64] Trattasi del Fondo di cartolarizzazione al quale il Governo spagnolo ha ceduto i crediti vantati dalle imprese elettriche a tale titolo.

Nel prospetto che segue è illustrato il quadro riassuntivo delle passività e del patrimonio netto come risultati dallo Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2012.

(milioni euro)

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO: PASSIVITÀ e PATRIMONIO NETTO			
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	**2012**	**2011 *restated***	**2012/2011 %**
Patrimonio netto del Gruppo			
- Capitale sociale	9.403	9.403	0
- Altre riserve	9.109	10.348	-12,0
- Utili e perdite accumulati	17.394	15.726	10,6
- Risultato netto dell'esercizio (1)	865	3.173	-72,7
Totale Patrimonio netto del Gruppo	**36.771**	**38.650**	**-4,9**
Interessenze di terzi	16.387	15.650	4,7
Totale Patrimonio netto	**53.158**	**54.300**	**-2,1**
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine (escluse quote correnti)	55.959	48.703	14,9
- Tfr e altri benefici ai dipendenti	3.063	3.000	2,1
- Fondo rischi e oneri	8.648	8.057	7,3
- Passività per imposte differite	11.753	11.505	2,2
- Passività finanziarie non correnti	2.553	2.307	10,7
- Altre passività non correnti	1.151	1.313	-12,3
Totale Passività non correnti	**83.127**	**74.885**	**11,0**
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine	3.970	4.799	-17,3
- Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.057	9.672	-58,1
- Debiti commerciali	13.903	12.931	7,5
- Debiti per imposte sul reddito	364	671	-45,8
- Passività finanziarie correnti	3.138	3.668	-14,4
- Altre passività correnti	9.931	8.907	11,5
Totale Passività correnti	**35.363**	**40.648**	**-13,0**
Passività destinate alla vendita	**8**	**58**	**-86,2**
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	**171.656**	**169.891**	**1,0**

(1) Il risultato netto dell'esercizio 2011 *restated* è al netto degli acconti sul dividendo dell'esercizio medesimo, pari a complessivi 940 milioni di euro.

Il *Patrimonio netto del Gruppo* ammonta a 36.771 milioni di euro (-4,9% rispetto al precedente esercizio), mentre il *Patrimonio netto complessivo* (comprese le interessenze di terzi) è pari a 53.158 milioni di euro (-2,1% rispetto al 2011).

Non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio all'esame (così come nel 2011) *stock option* in base ai piani di azionariato dalla Società approvati in passato, il capitale sociale di Enel S.p.a., interamente sottoscritto e versato, risulta pari – come si è già avuto modo di riferire[65] - a 9.403.357.795 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Nella voce *Altre riserve*, pari a 9.109 euro, confluiscono la *Riserva per sovrapprezzo azioni* (5.292 milioni di euro), la *Riserva legale* (1.881 milioni di euro), le *Altre riserve* (2.262 milioni di euro), la *Riserva conversione bilanci in valuta estera* (92 milioni di euro), la *Riserva da valutazione strumenti finanziari* (1.253 milioni di euro), la *Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo* (749 milioni di euro), la *Riserva per operazioni su non controlling interest* (78 milioni di euro) e la *Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* (8 milioni di euro).

Passando alle *Passività non correnti*, merita di essere evidenziato che:

- i *Finanziamenti a lungo termine*, pari a 55.959 milioni di euro, si incrementano del 14,9% rispetto all'esercizio precedente (in tale voce è, in buona sostanza, ricompreso il debito a lungo termine, in qualunque valuta, relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti, con esclusione delle quote in scadenza entro 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio).[66]
- la voce *TFR e altri benefici ai dipendenti* è pari a 3.063 milioni di euro ed evidenzia un incremento, rispetto all'esercizio precedente, pari al 2,1%.[67]
- il *Fondo rischi e oneri,* pari a 8.648 milioni di euro, registra un incremento, rispetto all'esercizio precedente, del 7,3%; in tale voce sono ricompresi, tra i più consistenti:

---

[65] Cfr. *supra*, paragrafi n. 1.1 e n. 1.2, dove si è anche avuto modo di illustrare la titolarità delle più rilevanti partecipazioni azionarie.

[66] Ove vengano computate anche tali quote, il valore dei finanziamenti a lungo termine sale a 60.016 milioni di euro, con un incremento, rispetto al corrispondente dato dell'esercizio precedente, del 2,8% (equivalente a 1.641 milioni di euro). Il 17% (31% al 31 dicembre 2011) dell'indebitamento finanziario netto è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate come di *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 31 dicembre 2012 risulta pari al 3% (9% al 31 dicembre 2011); laddove ai fini del rapporto di copertura si considerino anche i derivati ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale, ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere contabilizzati nell'*hedge accounting*, tale percentuale si attesta al 1% (4% al 31 dicembre 2011).

[67] Ai dipendenti sono riconosciute varie forme di benefici, quali, ad esempio, 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, forme di previdenza e di assistenza sanitaria integrativa e ad altre prestazioni simili.

- il Fondo per *decommissioning* nucleare, pari a 3.538 milioni di euro, riferibile, per 2.511 milioni di euro, agli impianti V1 e V2 a Jasklovske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce [68] e per 1.027 milioni di euro (433 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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. 1349/03 e della legge n. 24/05;
- il Fondo smantellamento e ripristino impianti, pari a 615 milioni di euro, che accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite;
- il Fondo contenzioso legale, pari a 1.142 milioni di euro (846 milioni di euro nel 2011), che è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso;[69]
- il Fondo oneri per incentivo all'esodo, pari a 1.306 milioni di euro (1.548 milioni di euro nel 2011), nel quale sono compresi gli oneri connessi alle risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative;
- il Fondo oneri diversi per rischi e oneri futuri, per 1.586 milioni di euro, riferito, principalmente, a controversie di carattere regolatorio e a contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura.

- la voce *Passività per imposte differite*, pari a 11.753 milioni di euro (11.505 milioni di euro al 31 dicembre 2011), accoglie, da un lato, gli effetti fiscali correlati agli adeguamenti di valore delle attività acquisite in sede di allocazione definitiva del costo delle stesse nei vari esercizi e, dall'altro, la fiscalità differita sulle differenze tra gli ammortamenti (ivi compresi quelli anticipati), calcolati in base alle aliquote fiscali, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni;[70]

- le *Passività finanziarie non correnti*, nelle quali è esposta la valutazione a *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge*, *fair value hedge* e *trading*, presentano un saldo, al 31 dicembre 2012, pari a 2.553 milioni di euro con un incremento, rispetto all'esercizio precedente, del 10,7%.

---

[68] Entrambi situati in Slovacchia; comprende il fondo per lo smaltimento delle scorie nucleari, del combustibile nucleare esausto e degli impianti nucleari.

[69] Vi sono inclusi gli oneri stimati relativamente ai contenziosi sorti nell'esercizio, nonché le stime aggiornate in ordine a quelli insorti negli esercizi precedenti.

[70] La posta in argomento è da collegarsi con quella *attività per imposte anticipate*, di cui si è riferito in precedenza, in quanto connesse per le eventuali compensazioni tra le stesse.

Infine, con riguardo alle *Passività correnti*, si osserva che:

- *i Finanziamenti a breve termine,* pari a 3.970 milioni di euro, si decrementano di 829 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. Essi sono rappresentati per 2.914 milioni di euro da *commercial paper* emesse ed in essere al 31 dicembre 2012[71] e per 691 milioni di euro da *cash collateral* incassati a fronte di operazioni su contratti derivati ove è prevista la corresponsione della marginalità;
- i *Debiti commerciali* ammontano a 13.903 milioni di euro (+7,5% rispetto al 31 dicembre 2011) e si riferiscono, principalmente, a debiti per forniture di energia, di combustibili, di materiali, di apparecchiature e di servizi diversi;
- le *Altre passività correnti,* pari a 9.931 milioni di euro, con un incremento rispetto all'esercizio precedente del 11,5%, sono relative prevalentemente a:
  - *Debiti diversi verso clienti,* pari a 1.637 milioni di euro, che includono depositi cauzionali per 1.101 milioni di euro ricevuti dai clienti in forza dei contratti di somministrazione dell'energia elettrica e del gas;
  - *Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati*, pari a 3.371 milioni di euro, nei quali sono ricompresi i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica nei mercati elettrici italiano e spagnolo;
  - *Altri Debiti* che al 31 dicembre 2012 ammontano a 2.338 milioni di euro, in aumento di 222 milioni di euro rispetto ai 2.116 milioni di euro esistenti alla data del 31 dicembre 2011.

[71] Trattasi di emissioni effettuate nell'ambito del programma di 6.000 milioni di euro lanciato da *Enel Finance International NV* con la garanzia di Enel S.p.a., del programma di *Endesa Intenational BV* (oggi *Endesa Latinoamèrica*) e di *Enersis,* per un importo di 3.309 milioni di euro; le emissioni riferite ai suddetti programmi sono pari, al 31 dicembre 2012, a 2.914 milioni di euro, dei quali 2.555 milioni di euro in capo a *Enel Finance International* e 359 milioni di euro in capo a *Endesa Latinoamérica*.

Il raccordo tra il patrimonio netto e il risultato di Enel S.p.a. ed i corrispondenti dati consolidati, è sintetizzato nel seguente prospetto.

QUADRO DI RACCORDO TRA I RISULTATI DEL BILANCIO DI ESERCIZIO E QUELLI CONSOLIDATI

(milioni di euro)

	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	al 31.12.2012		al 31.12.2011 *restated*	
Valori civilistici di Enel S.p.a.	**3.420**	**25.828**	**2.467**	**24.190**
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	14	(77.683)	28	(77.011)
Patrimonio netto e risultato dell'esercizio delle imprese e Gruppi consolidati e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto, al netto di quelle di competenza degli azionisti terzi	4.578	74.791	5.254	75.892
Differenze di consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	(2.504)	12.855	-	15.539
Dividendi infra-gruppo	(4.583)	-	(3.762)	-
Eliminazione degli utili complessivi infra-gruppo non realizzati al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(60)	980	126	220
TOTALE DI GRUPPO	**865**	**36.771**	**4.113**	**38.650**
TOTALE TERZI	**1.210**	**16.387**	**1.210**	**15.650**
BILANCIO CONSOLIDATO	**2.075**	**53.158**	**5.323**	**54.300**

8.4 - Il conto economico consolidato

Il conto economico è redatto in forma scalare - con i dati comparati a quelli dell'esercizio precedente - e si conforma anch'esso, per la rappresentazione dei fatti economici, ai principi contabili IFRS/EU.

Il *Risultato operativo*, pari a 7.735 milioni di euro, si decrementa di 3.543 milioni di euro (-31,4% rispetto all'anno 2011), ed è determinato dalla differenza ricavi/costi, a cui vanno aggiunti i *proventi netti da gestione rischio commodity* (38 milioni di euro). I ricavi, pari a 84.889 milioni di euro, presentano un incremento del 6,8% rispetto al precedente esercizio, mentre i costi inclusivi degli ammortamenti e delle perdite di valore, ammontano a 77.192 milioni di euro ed aumentano del 12,7%.

Il *Risultato prima delle imposte,* pari a 4.820 milioni di euro, diminuisce di 3.530 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-42,3%).

Le *Imposte* ammontano a 2.745 milioni di euro (in diminuzione del -9,3% rispetto all'esercizio precedente) e presentano un'incidenza del 57,0% sul risultato ante imposte, a fronte di un'incidenza del 36,3% nell'esercizio precedente. L'incidenza sul risultato riferita all'esercizio 2012 risente della rilevazione delle perdite di valore sugli avviamenti iscritti[72] a cui non è associabile un corrispondente beneficio fiscale e dell'adeguamento della fiscalità differita delle società cilene e slovacche a seguito dell'incremento dell'aliquota fiscale nei due paesi a decorrere dal 1° gennaio 2013.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione del beneficio fiscale rilevato dalle società italiane relativamente al rimborso dell'IRES e della c.d. *Robin Hood Tax*[73], a seguito del decreto legge n. 16/2012, che ha previsto il riconoscimento ai fini del calcolo delle citate imposte, della deduzione della porzione di imposta IRAP relativa alle spese per il personale dipendente.

Il *Risultato netto complessivo (Gruppo e terzi)* diminuisce del 61,0% ed è pari a 2.075 milioni di euro, mentre quello di pertinenza del Gruppo, pari a 865 milioni di euro, si decrementa del 79,0%.

I suddetti dati sono riassunti nel prospetto riportato alla pagina seguente.

---

[72] Cfr. *supra* paragrafo n. 8,3 e nota n. 63.

[73] Art. 7 del decreto legge 13 agosto 2011, convertito con modificazioni in legge 14 settembre 2011 n. 148, che ha aumentato di 4 punti percentuali (passando dal 6,5% al 10,5%) la speciale addizionale IRES prevista dell'articolo 81, comma 16, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, in legge 6 agosto 2008, n. 133.

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

(milioni di euro)

	2012	2011 *restated*	2012/2011 %
Ricavi			
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	82.699	77.573	6,6
- Altri ricavi	2.190	1.941	12,8
Totale ricavi	**84.889**	**79.514**	**6,8**
Costi			
- Materie prime e materiali di consumo	46.130	42.901	7,5
- Servizi	15.738	14.440	9,0
- Costo del personale	4.860	4.296	13,1
- Ammortamenti e perdite di valore	9.003	6.327	42,3
- Altri costi operativi	3.208	2.255	42,3
- Costi per lavori interni capitalizzati	(1.747)	(1.711)	2,1
Totale costi	**77.192**	**68.508**	**12,7**
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity*	**38**	**272**	**-86,0**
Risultato operativo	**7.735**	**11.278**	**-31,4**
Proventi finanziari	2.272	2.693	-15,6
Oneri finanziari	5.275	5.717	-7,7
Quota dei Proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patr. netto	88	96	-8,3
Risultato prima delle imposte	**4.820**	**8.350**	**-42,3**
Imposte	2.745	3.027	-9,3
Risultato delle *continuing operations*	**2.075**	**5.323**	**-61,0**
Risultato delle *discontinued operations*	0	0	-
Risultato netto (Gruppo e terzi)	**2.075**	**5.323**	**-61,0**
Quota di interessenza del Gruppo	**865**	**4.113**	**-79,0**
Quota di interessenza dei terzi	**1.210**	**1.210**	-

Si illustrano, qui di seguito, le variazioni più significative intervenute nelle componenti economiche, cominciando dai *ricavi*.

I *Ricavi delle vendite e delle prestazioni* pari a 82.699 milioni di euro, includono:
- i *ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati*, che ammontano a 71.322 milioni di euro (+3.014 milioni di euro rispetto all'esercizio 2011, pari al +4,4%); tale incremento è da ricondurre, prevalentemente, ai seguenti fattori:

- incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 1.203 milioni di euro, da riferire ai maggiori ricavi conseguiti sui mercati liberi (pari a

859 milioni di euro) e sui mercati regolati (pari a 344 milioni di euro). In particolare, tale incremento riflette le maggiori quantità vendute, associate a un incremento dei prezzi medi di vendita in Europa centro-orientale ed America Latina, i cui effetti risultano parzialmente compensati da una riduzione delle vendite negli altri paesi in cui il Gruppo opera;

- incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 1.994 milioni di euro, principalmente connesso ai maggiori volumi di energia venduta;
- incremento dei ricavi da trasporto di energia elettrica per 538 milioni di euro riferibile essenzialmente ai maggiori ricavi relativi al trasporto di energia ai clienti finali del Gruppo (719 milioni di euro), parzialmente compensati dai minori proventi derivanti dal trasporto di energia per conto di altri operatori (181 milioni di euro);
- maggiori ricavi per contributi ricevuti dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico e dagli altri organismi assimilati per 223 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alle attività di generazione nell'area extra-peninsulare spagnola;
- diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 943 milioni di euro, a fronte dei minori volumi intermediati.

- i *ricavi per vendite e trasporto di gas naturale ai clienti finali,* che ammontano a 4.402 milioni di euro con un incremento di 778 milioni di euro (+21,5%) rispetto al precedente esercizio;[74]

- i *ricavi da vendita di combustibili*, che ammontano a 1.931 milioni di euro con un incremento di 937 milioni di euro;[75]

- i *contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas*, pari a 1.413 milioni di euro, che sono sostanzialmente in linea con il dato dell'esercizio precedente (1.422 milioni di euro);

- i *ricavi da vendita di certificati verdi*, pari a 579 milioni di euro in aumento di 220 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente;

- i *ricavi per lavori in corso su ordinazione*, che ammontano complessivamente a 21 milioni di euro, con un decremento di 32 milioni di euro;

- le *altre vendite e prestazioni* sono pari a 3.031 milioni di euro e registrano un aumento di 218 milioni rispetto all'esercizio precedente.

---

[74] Tale andamento risente essenzialmente sia dell'incremento delle quantità vendute, sia dell'aumento dei prezzi medi di vendita dovuto al cambiamento dello scenario energetico internazionale e alla rivisitazione di alcune componenti tariffarie.

[75] Tale variazione è sostanzialmente connessa ai maggiori volumi intermediati in Italia.

Quanto alla suddivisione di tali ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica, si riporta la seguente tabella.

(milioni di euro)

PROVENIENZA GEOGRAFICA DEI RICAVI DELLE VENDITE E DELLE PRESTAZIONI	2012		2011 *restated*	
	Importo	%	*Importo*	%
Italia	32.695	39,5	30.678	39,5
Europa – UE	35.034	42,4	33.552	43,3
Europa – Extra UE	3.390	4,1	2.846	3,7
America	11.006	13,3	10.338	13,3
Altre	574	0,7	159	0,2
Totale	**82.699**	**100**	**77.573**	**100**

Gli *altri ricavi* ammontano a 2.190 milioni di euro, in aumento rispetto all'esercizio precedente di 249 milioni di euro (+12,8%), e sono riferibili a contributi a preventivo ed altri contributi dovuti dagli utenti, a rimborsi vari, alle plusvalenze realizzate dalla cessione di attività e da alienazione di attività materiali, nonché a premi per continuità del servizio, al provento rilevato nel 2012 per il rimborso degli oneri per soppressione del Fondo Pensione Elettrici ed altri ricavi diversi. L'incremento degli altri ricavi rispetto all'esercizio precedente è dovuto principalmente al citato provento per rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE) rilevato a valle del riconoscimento previsto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana attraverso la Delibera n. 157/12.[76]

I *costi* ammontano a 77.192 milioni di euro e presentano – come detto - un incremento, rispetto al precedente esercizio, del 9,7% corrispondente a 8.684 milioni di euro.

In particolare, essi si riferiscono a:

- *Materie prime e materiali di consumo*, per 46.130 milioni di euro, in aumento di 3.229 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+7,5%)[77] per effetto

[76] In particolare, tale Delibera sancisce a favore di Enel Distribuzione il diritto pieno ed incondizionato a percepire l'importo prestabilito a titolo di rimborso degli oneri pregressi sostenuti per la soppressione del FPE stabilendo un piano di ammortamento finanziario pluriennale (fino al 2020) a rate costanti, che, quantunque costituisca un ristoro di oneri operativi, assume di fatto natura finanziaria, giacché equiparabile ad un finanziamento erogato al sistema.

[77] In tale voce sono ricompresi i costi per gli *acquisti di energia elettrica,* che includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 5.992 milioni di euro (6.096 milioni di euro nel 2011) e dal Gestore dei Mercati Energetici per 7.252 milioni di euro (6.950 milioni di euro nel 2011); i costi per gli acquisti di combustibili e gas, anch'essi inclusi in tale voce, si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 6.630 milioni di euro (5.328 milioni di euro nel 2011) e agli acquisti di altri combustibili per 6.642 milioni di euro (6.128 milioni di euro nel 2011).

essenzialmente dell'incremento dei costi per acquisto di energia elettrica, combustibili e gas (complessivamente pari a 2.851 milioni di euro);

- *Servizi*, per 15.738 milioni di euro, con un incremento di 1.298 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+9,0%) riferibile principalmente al costo per vettoriamenti passivi;

- *Costo del personale,* che subisce un incremento di 564 milioni di euro, attestandosi a 4.860 milioni di euro;[78]

- *Ammortamenti e perdite di valore,* pari a 9.003 milioni di euro, con un incremento di 2.676 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+42,3%) connesso essenzialmente alla rilevazione nel 2012 di una svalutazione effettuata, per 2.392 milioni di euro, sulla porzione di avviamento allocata alla *cash generating unit* (CGU) Endesa-Penisola iberica e, per 112 milioni di euro, sull'avviamento attribuito alla CGU Enel-OGK-5;[79]

- *Altri costi operativi*[80], pari a 3.208 milioni di euro, che presentano un incremento di 953 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+42,3%) per effetto, principalmente, dei maggiori costi sostenuti per l'acquisto di certificati verdi (488 milioni di euro) e per i maggiori oneri riferiti sia agli accantonamenti per rischi ed oneri effettuati nell'esercizio sia per rivisitazione di stime effettuate negli anni precedenti (488 milioni di euro);

- *Costi per lavori interni capitalizzati,* pari 1.747 milioni di euro, che si riferiscono, per 759 milioni di euro, ai costi del personale e, per 988 milioni di euro, ai costi per materiali (rispettivamente, 748 milioni di euro e 963 milioni di euro nell'esercizio 2011).

I *proventi netti da gestione rischio commodity* ammontano a 38 milioni di euro e si riferiscono, per 219 milioni di euro, a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio e, per 181 milioni di euro, a proventi netti da valutazione dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2012.

I *proventi finanziari*, pari a 2.272 milioni di euro, si decrementano di 421 milioni euro rispetto all'esercizio precedente, per effetto, principalmente, dell'andamento dei

---

[78] Cfr. *supra*, paragrafo n. 3.1.

[79] La voce include anche la svalutazione effettuata sul *goodwill* allocato su *Endesa Ireland* per 67 milioni di euro (quest'ultimo già svalutato per 105 milioni di euro nel 2011), peraltro ceduta nel corso dell'esercizio. Include inoltre la svalutazione di crediti commerciali per 588 milioni di euro (519 milioni di euro nel 2011), nonché la rilevazione dell'adeguamento di valore delle attività nette di *Marcinelle Energie* per 145 milioni di euro a seguito dell'adeguamento delle stesse al presumibile valore di realizzo.

[80] Tali costi riguardano, inoltre, le imposte e tasse (1.225 milioni di euro), altri costi (703 milioni di euro), e gli oneri per i Titoli di Efficienza Energetica (324 milioni di euro).

tassi di interesse e dei tassi di cambio il cui effetto è stato in parte compensato dal provento correlato alla cessione della partecipazione posseduta in Terna.

Gli *oneri finanziari,* pari a 5.275 milioni di euro, diminuiscono di 442 milioni di euro rispetto al 2011, in dipendenza della riduzione delle *Differenze negative cambio* (che risentono in principal modo dell'indebitamento espresso in valuta diversa dall'euro, coperto da analoghe operazioni di *cross currency interest rate swap*) e del decremento degli oneri da strumenti derivati, che sono stati controbilanciati dall'incremento degli *Interessi e altri oneri su debiti finanziari,* conseguente alla strategia di rifinanziamento del debito volta ad ottimizzare la struttura finanziaria e allungare la vita media dell'indebitamento del Gruppo.

Le *imposte* dell'esercizio ammontano a 2.745 milioni di euro con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 57,0% a fronte di un'incidenza del 36,3% nell'esercizio 2011.[81]

8.5 - Ulteriori analisi sulla struttura economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo

Nel presente paragrafo, i dati del conto economico e dello stato patrimoniale consolidato sono esposti sulla base di diverse classificazioni e/o aggregazioni che consentono di verificare, attraverso specifici *indicatori di performance*, l'andamento e i risultati della gestione aziendale nell'esercizio all'esame.

8.5.1 - La gestione economica

Dal prospetto riportato alla pagina seguente, dove sono illustrati i risultati operativi del Gruppo, emerge in estrema sintesi che:

- il *margine operativo lordo* (*EBITDA*) si decrementa di 867 milioni di euro (-4,9%);
- il *risultato operativo* (*EBIT*), si decrementa del 31,4% rispetto al 2011 per effetto, oltre che della flessione del margine operativo lordo anche in relazione ai maggiori ammortamenti e perdite di valore rilevate nell'esercizio;
- il *risultato prima delle imposte* (*EBT)* si decrementa di 3.530 milioni di euro (-42,3%), in linea con la diminuzione del risultato operativo;
- il risultato delle *continuing operations*, al netto delle relative imposte di competenza, evidenzia una diminuzione pari a 3.248 milioni di euro (-61,0%).

---

[81] Le imposte dell'esercizio stimate con riguardo alle società estere sono pari a 1.021 milioni di euro (924 milioni di euro nel 2011).

RISULTATI OPERATIVI

(milioni di euro)

	2012	2011 *restated*	*2012/2011* %
- Ricavi	84.889	79.514	6,8%
- Costi	68.189	62.181	9,7%
- Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	38	272	-86,0%
Margine operativo lordo (EBITDA)	***16.738***	***17.605***	**-4,9%**
- Ammortamenti e accantonamenti	9.003	6.327	42,3%
Risultato operativo (EBIT)	***7.735***	***11.278***	**-31,4%**
- Proventi finanziari	2.272	2.693	-15,6%
- Oneri finanziari	5.275	5.717	-7,7%
Totale proventi/oneri finanziari	**(3.003)**	**(3.024)**	**0,7%**
- Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**88**	**96**	**-8,3%**
Risultato prima delle imposte (EBT)	***4.820***	***8.350***	**-42,3%**
- Imposte	2.745	3.027	-9,3%
Risultato delle continuing operations	***2.075***	***5.323***	**-61,0%**
Risultato delle discontinued operations	-	-	-
Risultato netto (Gruppo e terzi)	***2.075***	***5.323***	**-61,0%**
Quota di interessenza del Gruppo	865	4.113	-79,0%
Quota di interessenza dei terzi	1.210	1.210	-

Nella successiva tabella, invece, il dato relativo all'EBITDA e all'EBIT è disaggregato per aree di attività (Divisioni).

(milioni di euro)

RIEPILOGO DEI RISULTATI ECONOMICI PER AREA DI ATTIVITA'									
	2012			**2011 *restated***			**2012/2011 %**		
	Ricavi	MOL	*Risultato Operativo*	Ricavi	MOL	*Risultato Operativo*	*Ricavi*	MOL	*Risultato Operativo*
Mercato	18.351	689	183	17.731	561	141	3,5%	22,8%	29,8%
Generazione ed Energy Management	25.237	1.271	685	23.144	2.209	1.617	9,0%	-42,5%	-57,6%
Infrastrutture e reti Italia	8.117	4.138	3.144	7.460	4.173	3.259	8,8%	-0,8%	-3,5%
Iberia ed America latina	34.169	7.212	1.657	32.647	7.251	4.057	4,7%	-0,5%	-59,2%
Internazionale	8.703	1.650	978	7.715	1.642	1.062	12,8%	0,5%	-7,9%
Energie Rinnovabili	2.696	1.681	1.121	2.539	1.585	1.080	6,2%	6,1%	3,8%
Altro, elisioni e rettifiche	(12.384)	97	(33)	(11.722)	184	62	-5,6%	-47,3%	-
TOTALE	**84.889**	**16.738**	**7.735**	**79.514**	**17.605**	**11.278**	**6,8%**	**-4,9%**	**-31,4%**

I seguenti prospetti mostrano, infine, la suddivisione dei ricavi e dei costi per tipologia.

(milioni di euro)

RICAVI PER TIPOLOGIA			
	2012	**2011 *restated***	**2012/2011 %**
- Vendita e trasporto di e.e. e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	71.322	68.308	4,4%
- Vendite e trasporto di gas ai clienti finali	4.402	3.624	21,5%
- Plusvalenze da cessione attività	6	71	-91,5%
- Rimisurazione a *fair value* a seguito di modifiche nel controllo	16	358	-95,5%
- Altri servizi, vendite e proventi diversi	9.143	7.153	27,8%
Totale ricavi	**84.889**	**79.514**	**6,8%**

(milioni di euro)

COSTI OPERATIVI PER TIPOLOGIA			
	2012	**2011 *restated***	***2012/2011 %***
- Acquisto di energia elettrica	30.080	29.045	3,6%
- Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	8.546	7.879	8,5%
- Combustibili per trading e gas per vendita ai clienti finali	4.840	3.722	30,0%
- Materiali	2.778	2.400	15,8%
- Costo del personale	4.860	4.296	13,1%
- Servizi e godimento beni di terzi	15.624	14.295	9,3%
- Altri costi operativi	3.208	2.255	42,3%
- Costi capitalizzati	-1.747	-1.711	2,1%
Totale costi operativi	**68.189**	**62.181**	**9,7%**

8.5.2 - La gestione patrimoniale

La tabella sotto riportata evidenzia una diminuzione (-2,9%) del rapporto di copertura del fabbisogno di capitali ("*capitale investito netto*"): esso risulta, infatti, costituito per il 55,3% dal *patrimonio netto* (54,9%, nel 2011) e per il restante 44,7% (rispetto al 45,1% del 2011) dall'*indebitamento finanziario netto*; quest'ultimo, a sua volta, ha un'incidenza sul *patrimonio netto complessivo* pari allo 0,81% (0,82% nel 2011).

(milioni di euro)

SINTESI DELLA STRUTTURA PATRIMONIALE			
	2012	**2011 *restated***	***2012/2011 %***
- Attività immobilizzate nette	119.532	120.612	-0,9%
- Capitale circolante netto	-6.576	-5.560	18,3%
Capitale investito lordo	***112.956***	***115.052***	***-1,8%***
- Fondi diversi	-17.159	-16.446	4,3%
-Attività nette destinate alla vendita	309	323	-4,3%
Capitale investito netto	***96.106***	***98.929***	***-2,9%***
- Patrimonio netto del Gruppo	36.771	38.650	-4,9%
- Patrimonio netto di terzi	16.387	15.650	4,7%
Patrimonio netto complessivo	***53.158***	***54.300***	***-2,1%***
- Indebitamento finanziario netto	**42.948**	**44.629**	**-3,8%**
Totale	**96.106**	**98.929**	**-2,9%**

8.5.3 - La gestione finanziaria

I flussi finanziari dell'esercizio 2012 - come emerge dalla tabella riportata di seguito - evidenziano il seguente andamento rispetto al precedente esercizio:

- il *cash flow da attività operativa* è positivo per 10.415 milioni di euro, in diminuzione di 1.298 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente;
- il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* ha assorbito liquidità per 6.588 milioni di euro, a fronte dei 7.400 milioni impiegati nel 2011; in particolare:
  - gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 7.149 milioni di euro, si riducono di 440 milioni di euro;
  - gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 182 milioni di euro[82] (153 milioni di euro nel 2011);
  - le operazioni di cessione di imprese o rami di imprese al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato un flusso di 388 milioni di euro[83] (165 milioni di euro nel 2011);
- il cash flow da attività di finanziamento ha assorbito liquidità per complessivi 995 milioni di euro, contro i 2.509 milioni di euro dell'esercizio precedente; tale variazione risente essenzialmente del diverso ammontare dei dividendi pagati.

(milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE FINANZIARIA			
	2012	**2011 *restated***	***2012/2011* %**
- Liquidità generata da gestione corrente (cash *flow* operativo)	10.415	11.713	-11,1%
- Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	(6.588)	(7.400)	-11,0%
- Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	(995)	(2.509)	-60,3%
- Effetto variazione cambi su disponibilità e mezzi equivalenti	29	(74)	-
- Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.861	1.730	65,4%
- Disponibilità liquide iniziali	7.072	5.342	32,4%

[82] Essi si riferiscono, principalmente, all'acquisizione del 100% di *Stipa Nayaa* (120 milioni di euro), società messicana operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica, nonché ad altre acquisizioni minori ed ad acconti versati su acquisti futuri di partecipazioni.

[83] Esse riguardano, essenzialmente, le cessioni delle partecipazioni detenute in *Parque Eólico De Malpica*, in *Wisco* e nella società *Dicogexsa* operante nel settore del gas in Spagna (per complessivi 42 milioni di euro), oltre che alla cessione dell'intero capitale sociale della società *Endesa Ireland* (346 milioni di euro), già classificata alla fine del 2011 tra le attività possedute per la vendita.

L'*indebitamento finanziario netto* si è attestato a 42.948 milioni di euro, in diminuzione di 1.681 milioni di euro rispetto a quello rilevato al 31 dicembre 2011 (44.629 milioni di euro).

L'indebitamento netto a lungo termine registra un incremento di 7.256 milioni di euro. In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 13.282 milioni di euro, evidenziano un incremento pari a 3.364 milioni di euro, mentre le obbligazioni e le *preference share*, pari a 41.509 milioni di euro, aumentano di 3.868 milioni di euro.

L'indebitamento netto a breve termine, assomma ad una posizione creditoria netta di 9.435 milioni di euro e si decrementa di 8.937 milioni di euro rispetto a fine 2011, quale risultante della diminuzione dei debiti bancari a breve termine per 6.785 milioni di euro, dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 341 milioni di euro e delle maggiori disponibilità liquide e di crediti finanziari a breve per 2.493 milioni di euro.

Nei debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.030 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper,* in capo a *Enel Finance International NV, Endesa Latinoamérica ed Endesa Capital* per complessivi 2.914 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi alla data di bilancio per 3.115 milioni di euro.

(milioni di euro)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO COMPLESSIVO			
	2012	**2011 *restated***	**Var. % 2012/2011**
A - *Indebitamento netto a lungo termine*	52.383	45.127	16,1%
B - Indebitamento a breve termine	8.027	14.471	-44,5%
C - Crediti finanziari e disponibilità liquide	(17.462)	(14.969)	16,7%
D - *Indebitamento netto a breve termine (C-B)*	(9.435)	(498)	-
Netto complessivo (A+D)	**42.948**	**44.629**	**-3,76 %**

Nel prospetto seguente, viene evidenziato *l'indebitamento verso le banche ed il mercato obbligazionario*.

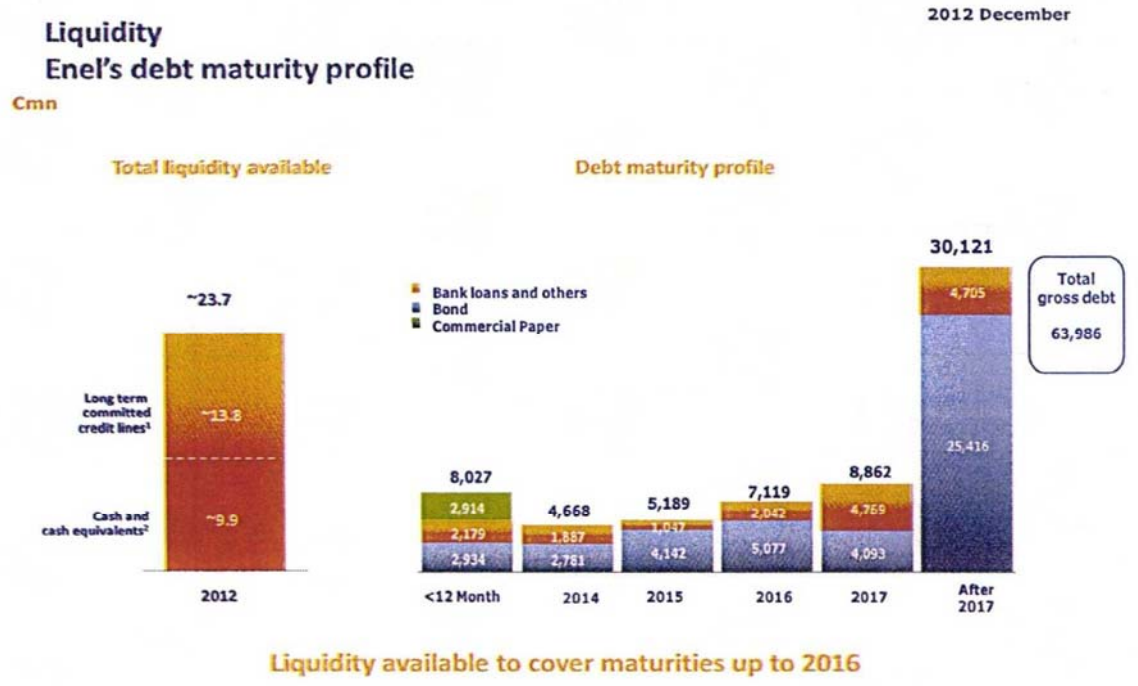
Esso è costituito prevalentemente da obbligazioni e finanziamenti a lungo termine i quali rappresentano il 93,8% dell'indebitamento lordo.

Il confronto tra gli esercizi 2012 e 2011 evidenzia un incremento dell'1,3%, quale risultante del decremento del 17,3% dei finanziamenti a breve verso il sistema bancario, che ha in parte compensato l'incremento del 2,8% delle obbligazioni e dei finanziamenti bancari a lungo termine.

(milioni di euro)

INDEBITAMENTO VERSO BANCHE E MERCATO OBBLIGAZIONARIO (DEBITO LORDO)			
	2012	**2011 *restated***	***2012/2011 %***
- obbligazioni *preference share* e finanziamenti bancari e non bancari a lungo termine (inclusivi delle quote a breve termine)	60.016	58.375	2,8%
- finanziamento a breve termine v/s sistema bancario ed emissione *commercial paper*	3.970	4.799	-17,3%
Totale	**63.986**	**63.174**	**1,3%**

Nella tabella che segue è, invece, illustrata graficamente la struttura del debito lordo in rapporto alle relative scadenze a breve, medio e lungo periodo e alla liquidità disponibile.[84]



1. As of December 31st, 2012. Lines with maturities after 2013
2. As of December 31st, 2012

Come si è già avuto modo di anticipare nella precedente Relazione riferita all'esercizio 2011, Enel S.p.a., nel corso dell'esercizio all'esame, nonostante il permanere della crisi economica con una conseguente situazione di forte volatilità nel mercato di capitali e di peggioramento delle condizioni di *funding* del credito, ha continuato a perseguire una strategia di accesso diretto a tale mercato, in quanto ritenuta la più efficiente al fine di assicurare, ad un tempo, una migliore ridistribuzione del *mix* di indebitamento (bancario e obbligazionario), una diversificazione della base degli investitori e l'allungamento della durata media del debito di Gruppo.

È stato, infatti, portato a termine un programma di prefinanziamento per un ammontare superiore a 7 miliardi di euro ad un costo medio in linea con il costo di

[84] Fonte Enel (in lingua inglese).

funding del Gruppo, così rafforzando ulteriormente, in coerenza con la sopra descritta strategia operativa, la posizione di liquidità.

Tra le operazioni più rilevanti, merita di essere segnalata l'emissione, nel mese di febbraio, di un prestito obbligazionario destinato al pubblico dei risparmiatori (c.d. *retail*) per un importo di 3 miliardi di euro, che ha fatto registrare una domanda superiore ai 5 miliardi di euro nei primi sei giorni di collocamento.

Nello stesso mese è stata, altresì, formalizzata una linea di credito da 3,2 miliardi di euro, anch'essa accolta positivamente dal sistema bancario nazionale e internazionale; il che comprova, oggettivamente, per un verso, la fiducia riposta dai risparmiatori nella solidità del Gruppo *ENEL* e, per l'altro, il mantenimento di un'elevata affidabilità creditizia nei confronti del sistema bancario

All'esito delle soprarichiamate operazioni di finanziamento e dei flussi di cassa generati dalla gestione operativa, l'indebitamento finanziario netto ha registrato un sensibile miglioramento (che si aggiunge a quello già intervenuto nel 2010 e nel 2011), attestandosi – come si è riferito più su a 42.948 milioni di euro (-3,76%).

La Corte, nel valutare positivamente tale risultato, non può, nondimeno, esimersi - stante, comunque, la considerevole entità della posizione debitoria - dal rinnovare la raccomandazione a proseguire nelle programmate azioni volte ad una sua progressiva riduzione, quali esposte nei piani industriali sin qui varati (contenimento ed ottimizzazione degli investimenti, riduzione dei costi operativi, nuova politica dei dividendi e dismissione di partecipazioni non strategiche).[85]

[85] Al riguardo, merita di essere segnalato che il bilancio relativo all'esercizio 2013, approvato dall'Assemblea nella seduta del 22 maggio 2014, evidenzia un'ulteriore riduzione della posizione finanziaria netta, attestatasi, alla fine di tale esercizio, a 39.862 milioni di euro (-7,20%) – Cfr. anche il successivo paragrafo n. 10.

9. – L'andamento del titolo ENEL e del rating del Gruppo

9.1 – Elementi di contesto: l'andamento dei mercati finanziari in Europa, con particolare riferimento al settore delle utilities[86]

I principali indici azionari europei hanno chiuso il 2012 in positivo ad eccezione dell'indice Spagnolo (*Ibex35*) che ha visto un decremento di circa il 5% nell'esercizio.

L'indice italiano *FTSE Italia All Share* ha chiuso il 2012 con una variazione positiva dell'8,4%.

Il mercato azionario tedesco, rappresentato dal *DAX*, ha registrato un incremento consistente pari al 29,1%, l'indice francese *CAC-40* ha guadagnato il 14,6% ed infine, l'indice di Londra *FTSE100* ha registrato un incremento del 6,3%.

In questo contesto il settore delle *Utilities* europeo si è mosso in controtendenza registrando un leggero calo nel corso del 2012 (la variazione dell'indice *Stoxx 600 Utilities*, che raggruppa le principali aziende per capitalizzazione quotate nei diversi listini europei, ha chiuso, infatti, il 2012 con una flessione dell'1%).

9.2 - L'andamento del titolo ENEL

Nel corso del 2012, il titolo *ENEL*, dopo una sensibile flessione nei primi sette mesi dell'anno (€ 2,034 al 24 luglio 2012), è successivamente risalito, attestandosi, al 31 dicembre, ad un valore (€ 3,138) sostanzialmente sovrapponibile a quello registrato all'inizio dell'anno (€ 3,144).

Anche il 2013 si è chiuso senza sostanziali variazioni rispetto all'anno precedente, posto che il calo accumulato nei primi nove mesi è stato totalmente riassorbito nell'ultimo trimestre dell'anno (€ 3,174 al 31 dicembre).

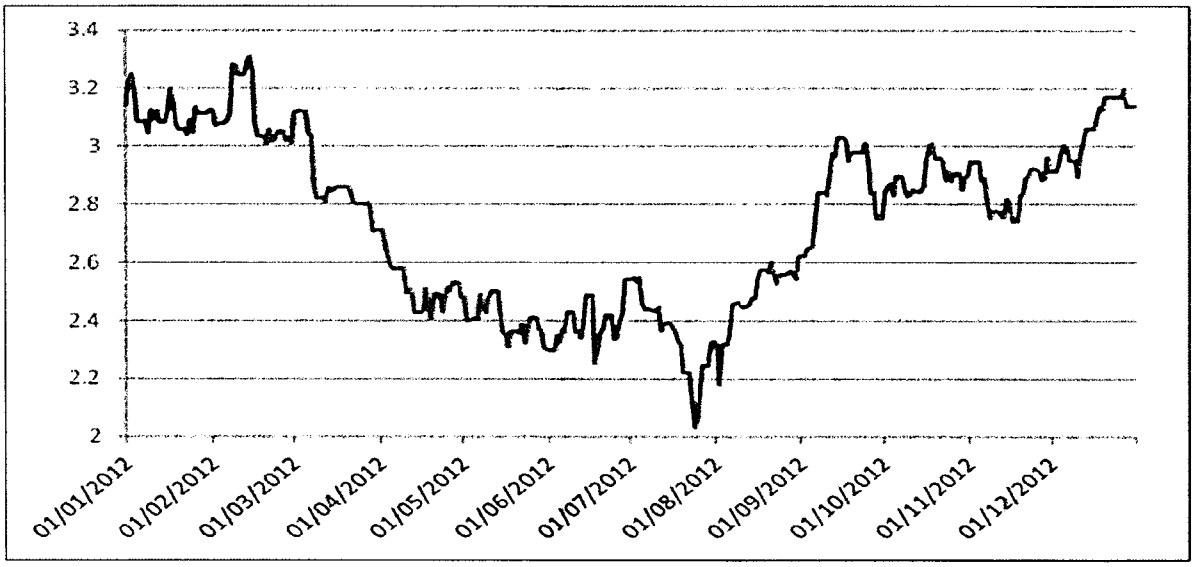
Per una più immediata percezione, si riportano nelle pagine seguenti, i grafici che rappresentano l'andamento del titolo nel corso dei due distinti esercizi.

---

[86] I dati esposti nel presente paragrafo, ove non diversamente indicato, sono di fonte *Bloomberg*.

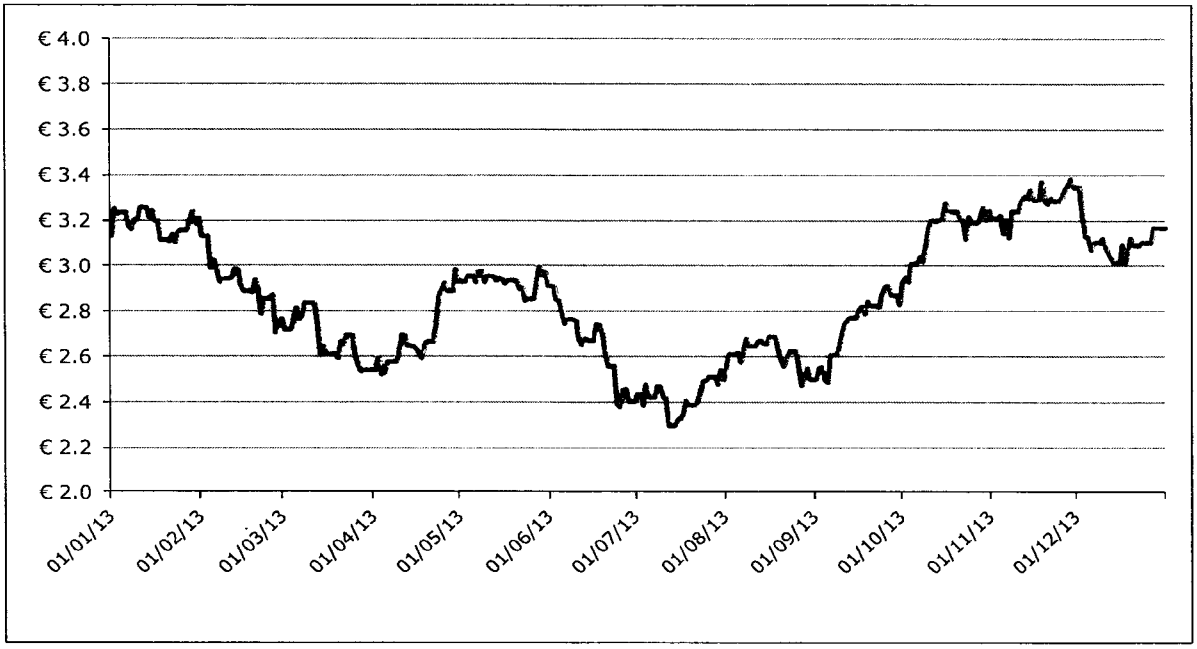
Andamento del Titolo *ENEL* nel 2012

(€ per azione)



Andamento del Titolo *ENEL* nel 2013

(€ per azione)



La tabella che segue espone, invece, i principali indici del titolo *ENEL* nel 2012, posti a raffronto con quelli del 2011.[87]

	2012	2011
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,78	1,88
Risultato operativo per azione (euro)	0,82	1,21
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,09	0,44
Dividendo unitario (euro)	0,15	0,26
Pay-out ratio (%) (1)	1,67	59
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,91	4,13
Prezzo massimo dell'anno (euro)	3,31	4,83
Prezzo minimo dell'anno (euro)	2,03	2,84
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	3,06	3,08
Capitalizzazione borsistica (2) (milioni di euro)	28.774	28.961
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	9.403

(1) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.
(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

9.3 - Andamento del rating del Gruppo ENEL

Si riporta, nei seguenti prospetti, l'andamento delle valutazioni espresse dalle principali Agenzie di *rating* con riguardo al merito creditizio del Gruppo *ENEL* (a lungo e a breve termine) dal 2000 e sino alla data corrente.

STANDARD & POOR'S		
Data	***Rating* a lungo termine**	***Rating* a breve termine**
15 marzo 2000	AA-	A-1+
31 ottobre 2000	A+	A-1
7 giugno 2007	A	A-1
14 dicembre 2007	A-	A-2
8 marzo 2012	BBB+	A-2
11 luglio 2013	BBB	A-2
Rating attuale	**BBB (outlook stable)**	**A-2**

MOODY'S		
Data	***Rating* a lungo termine**	***Rating* a breve termine**
6 giugno 2007	A1	Prime-1
7 gennaio 2008	A2	Prime-1
5 ottobre 2011	A3	Prime-2
16 maggio 2012	Baa1	Prime-2
5 novembre 2012	Baa2	Prime-2
Rating attuale	**Baa2 (outlook negative)**	**Prime-2**

[87] Fonte Enel.

FITCH		
Data	***Rating* a lungo termine**	***Rating* a breve termine**
19 ottobre 2007	A	F2
19 novembre 2010	A-	F2
2 agosto 2012	BBB+	F2
Rating attuale	**BBB+ (rating watch negative)**	**F2**

Come si può notare, nel corso del 2012 è stato operato un *downgrade* da parte di tutte le principali Agenzie di *rating*; nello specifico, il *rating* a lungo termine di *Standars & Poor's* è passato da A- a BBB+, quello di *Moody's* da A3 a Baa1 e, successivamente, a Baa2 e quello di *Fitch* da A- a BBB+; *Standars & Poor's* ha operato un ulteriore *downgrade* nel corso del 2013 (da BBB+ a BBB).

Il *rating* a breve termine è rimasto, invece, invariato.

All'attualità, tali rating non hanno subito variazioni e l'*outlook* è stabile per *Standars & Poor's*, mentre è negativo per *Moody's* e *Fitch*.

10. - Cenno ai principali risultati operativi conseguiti dal Gruppo ENEL nel 2013

Al fine di fornire dati più recenti, si riportano i principali risultati operativi conseguiti nel 2013, quali si evincono dal bilancio approvato dall'Assemblea dei soci in data 22 maggio 2014:

1 - i ricavi si sono attestati a 80.535 milioni di euro (-5,2% rispetto al 2012); la variazione negativa è da riferire essenzialmente alla contrazione dei ricavi da vendita di energia elettrica, solo parzialmente compensata dai maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica e da vendita di combustibile;[88]

2 – i costi sono ammontati a 63.146 milioni di euro (-8,7% rispetto al 2012);

3– il margine operativo lordo (*EBITDA*) si è attestato a 17.011 milioni di euro con un incremento del 7,6% rispetto al risultato del 2012;[89]

4 - il risultato operativo (*EBIT*), si è attestato a 9.944 milioni di euro (+46,1%), pur a seguito delle significative perdite di valore rilevate nei due esercizi a confronto (3.328 milioni di euro, di cui 744 milioni di euro nel 2013 e 2.584 milioni di euro nel 2012), come risultante degli *impairment test* sugli avviamenti;[90]

5 - il risultato netto del Gruppo (utile netto) è ammontato a 3.235 milioni di euro a fronte dei 238 milioni di euro dell'esercizio precedente; quello complessivo (comprensivo cioè delle quote di pertinenza di terzi) si è attestato a 4.780 milioni di euro a fronte dei 1.442 milioni di euro del 2012;[91]

6 - il capitale investito netto è risultato pari a 92.701 milioni di euro (-2,5% rispetto al valore registrato alla fine del 2012)[92] e risulta coperto per 53.839 milioni di euro dal

---

[88] Il dato comprende la plusvalenza, pari a 964 milioni di euro, relativa alla cessione, avvenuta nel quarto trimestre dell'anno, della società *Artic Russia* e, indirettamente, delle quote da essa detenute in *Severnergia*, società operante nell'estrazione del gas naturale in Russia.

[89] Il dato include la plusvalenza citata alla nota precedente e risente altresì di una rettifica (pari a 929 milioni di euro, riferibile principalmente alla rilevazione degli oneri relativi al piano di accompagnamento alla pensione applicato ad alcuni dipendenti in Italia alla fine del 2012 in attuazione della c.d. legge "Fornero") effettuata, ai soli fini comparativi, in osservanza della nuova versione del principio contabile IAS 19 in fase di prima applicazione; al netto di tali partite, l'EBITDA presenta una flessione del 4,1%, riferibile, essenzialmente, alla contrazione dei risultati in Spagna e delle attività di generazione da fonte convenzionale in Italia, che sono stati compensati solo parzialmente dal buon andamento dell'Area di Business Mercato Italia, della Divisione Energie Rinnovabili e delle attività in America Latina.

[90] La comparazione con l'esercizio 2012 è stata effettuata, anche in questo caso, con riferimento al dato riclassificato conseguente all'applicazione della nuova versione del principio contabile IAS 19 (cfr. nota precedente).

[91] Tale consistente incremento è sostanzialmente dovuto, oltre all'operazione di cessione della Società Artic Russia citata alla precedente nota n. 88 al miglioramento della gestione finanziaria; il dato risente altresì delle azioni di svalutazione effettuate nei due esercizi a seguito delle operazioni di *impairment test* (per un complessivo importo di 3.328 milioni di euro) e della rettifica, a fini comparativi, del risultato del 2012 per effetto dell'applicazione del nuovo principio contabile IAS 19.

[92] Il dato del 2012 è stato riclassificato a soli fini comparativi, per ciò che concerne il valore del patrimonio netto (inclusa la quota di pertinenza di terzi), in applicazione della nuova versione del principio contabile IAS 19, (cfr. precedente nota n. 89).

patrimonio netto del Gruppo e di terzi e per 39.862 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto;

7 – l'indebitamento finanziario netto si è attestato a 39.862 milioni di euro, con un decremento di 3.086 milioni di euro rispetto al valore registrato al 31 dicembre 2012 (-7,20%);[93]

8 - gli investimenti si sono ridotti a 5.959 milioni di euro rispetto ai 7.075 milioni di euro del 2012 (-15,8%);

9 - la produzione netta di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 286,1 TWh (in diminuzione del 2,95% rispetto all'esercizio precedente per effetto della concomitante riduzione della produzione realizzata all'estero (-7,2 TWh) e della contrazione della produzione in Italia (-1,5 TWh);[94] parimenti si è ridotta a 404 TWh (-2,5% rispetto al 2012) la quantità di energia elettrica trasportata e a 295,5 TWh quella venduta (-6,7% rispetto all'esercizio precedente), per effetto, essenzialmente, del calo della domanda di energia elettrica in Italia e in Spagna, solo parzialmente compensata dalle maggiori vendite in America Latina;

10 – il numero dei dipendenti del Gruppo si è attestato, alla fine del 2013, a 71.394 unità a fronte delle 73.072 unità presenti 31 dicembre 2012 (-3,13%).

---

[93] Cfr. la precedente nota n. 85.

[94] La maggior produzione da fonte idroelettrica e da fonti alternative (+9,5 TWh nel complesso), non è riuscita a compensare la riduzione della generazione da fonte termoelettrica e nucleare (-18,2 TWh complessivamente).

11. - Conclusioni

11.1 - Nel corso del 2012 Enel S.p.a. ha confermato e rinsaldato la sua dimensione prevalentemente internazionale.

Il Gruppo Enel, infatti, è presente, attraverso circa 700 società controllate e partecipate, in 40 Paesi di 4 continenti, gestisce impianti per 98 GW di capacità installata, che hanno generato nel 2012 circa 296 TWh di energia elettrica in favore di oltre 56 milioni di clienti.

Nel settore nazionale, Enel S.p.a. si colloca, di gran lunga, al primo posto nel mercato dell'energia elettrica, con una capacità installata di 40 GW, una produzione, nel 2012, di 74,5 TWh e circa 28 milioni di clienti, e al secondo posto nel mercato del gas.

11.2 - In considerazione del suo carattere multinazionale, Enel S.p.a. si è dotata, a partire dal 2012, di una nuova struttura organizzativa (il cd. modello *One Company,* divenuto pienamente operativo nel corso del 2013*)* allo scopo di consentire un più efficace e funzionale esercizio delle funzioni di indirizzo strategico e coordinamento da parte della Capogruppo ed un avvicinamento alle linee di *business*.

In particolare, sono state individuate, in modo più puntuale, nell'ambito della *Holding* le Funzioni c.d. di *shaping (Administration, Finance and Control; Human Resources and Organization; Regulatory, Environment and Innovation; External Relations)*, che si occupano dell'elaborazione degli indirizzi strategici e le Funzioni c.d. di *safeguarding (Legal and Corporate Affairs; Audit e Risk Management),* a cui è affidato il compito di proteggere il Gruppo da eventi che possano avere un impatto negativo sul *business*.

In tale nuovo assetto organizzativo, sono inoltre presenti tre Funzioni globali (*Global ICT, Global Procurement, Global Business Services*), che operano all'interno del Gruppo al fine di massimizzare le sinergie e le economie di scala, nonché 9 *Business Lines* (Divisioni/*Country*), corrispondenti, in gran parte, a quelle già esistenti.

11.3 - Gli organi sociali hanno operato con regolarità e nel corso delle adunanze del Consiglio di Amministrazione, non sono emerse significative divergenze sulle strategie aziendali e sulle iniziative da intraprendere, quali proposte dall'Amministratore Delegato.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'andamento della gestione aziendale tenendo periodiche riunioni nelle quali sono stati invitati a riferire (con l'assidua partecipazione del Dirigente preposto alla Funzione *Audit*) i *top manager*, i responsabili della società

di revisione e i componenti degli organi di controllo delle più importanti società controllate italiane ed estere.

I componenti del Collegio Sindacale hanno partecipato assiduamente alle adunanze consiliari; il Presidente del Collegio, inoltre, ha regolarmente presenziato, come previsto dal codice di autodisciplina, alle riunioni dei Comitati istituiti all'interno del Consiglio di Amministrazione (Comitato per il controllo interno, Comitato per le remunerazioni, Comitato parti correlate e Comitato per la *Corporate Governance*), i quali hanno, a loro volta, operato regolarmente.

11.4 - Quanto ai compensi dei vertici societari, è da evidenziare che nel 2012 il *Presidente* del Consiglio di Amministrazione ha maturato, un compenso complessivo di € 1.387.000, di cui € 750.000 a titolo di emolumento fisso, € 600.000 a titolo di emolumento variabile ed € 37.000 per la partecipazione alle riunioni del Comitato per la *Corporate Governance.*

L'Amministratore Delegato (e Direttore Generale) ha, invece, maturato un compenso complessivo di € 4.017.027 (- 6,89% rispetto al compenso percepito nel 2011), di cui:

- € 720.000, a titolo di emolumento fisso per l'incarico di Amministratore Delegato;
- € 703.357, a titolo di emolumento fisso per l'incarico di Direttore Generale;
- € 2.135.036, a titolo di emolumento variabile per il raggiungimento degli obiettivi di breve termine, di cui € 1.080.000 relativamente alla carica di Amministratore Delegato, ed € 1.055.036 relativamente a quella di Direttore Generale;
- € 390.000 euro, a titolo di emolumento variabile di medio-lungo periodo relativo alla seconda *tranche* del piano di *Long Term Incentive* 2010 previsto per il *top management*;

Ai Consiglieri non esecutivi sono stati corrisposti emolumenti per complessivi 1.002.000 euro, a fronte dei 936.671 euro erogati nel 2011 (+6,97%).

Merita, tuttavia, di essere evidenziato che nella Relazione sulla remunerazione presentata ai sensi dell'art. 123-*ter* del T.U.F. nel corso dell'assemblea del 30 aprile 2013 nella quale è stato approvato il Bilancio relativo all'esercizio all'esame, il Consiglio di Amministrazione, conformandosi all'auspicio espresso dal socio pubblico di maggioranza nel corso della precedente assemblea del 30 aprile 2012 in considerazione della contingente situazione di difficoltà del contesto economico e ad analoghe raccomandazioni formulate da questa Corte, ha previsto, su proposta del Comitato per le Remunerazioni con il consenso degli interessati, una sensibile

diminuzione della retribuzione variabile dell'Amministratore delegato e del Presidente del Consiglio di Amministrazione, per l'anno 2013, prevedendo, tra l'altro:

- una riduzione dell'ammontare della remunerazione variabile di breve termine erogabile al Presidente, come risultante dal livello di raggiungimento degli obiettivi di *performance*, pari al 30%;
- il completo azzeramento dell'ammontare della remunerazione variabile di breve termine, come risultante dal livello di raggiungimento degli obiettivi di *performance*, erogabile all'Amministratore Delegato/Direttore Generale con riguardo al rapporto di amministrazione e la sua riduzione del 30%, con riferimento al rapporto dirigenziale, con una conseguente diminuzione complessiva di tale trattamento pari al 65% circa.

11.5 - La consistenza del personale dipendente, al 31 dicembre 2012, era pari a 73.702 unità.

Il decremento, rispetto al 31 dicembre 2011, è stato di 2.288 unità (-2,20 %) ed è riferibile, prevalentemente, alle variazioni di perimetro connesse a cessioni societarie, nonché alle cessazioni avvenute nell'anno, che sono state parzialmente compensate dalle assunzioni.

Risultano, altresì, in diminuzione, rispetto all'esercizio precedente (-18,3%), le cessazioni consensuali per esodi incentivati.

Il costo complessivo del personale del Gruppo è stato pari a 4.860 milioni di euro, in aumento rispetto all'esercizio precedente (+13,1%), dovuto, principalmente, alla conclusione del programma di incentivazione all'esodo, alla cessazione delle agevolazioni tariffarie in favore dei dipendenti italiani registratasi nel 2011 (che aveva contribuito ad abbattere notevolmente il costo del personale nel precedente esercizio), nonché alla forte influenza che avevano determinato, sempre sul costo del personale nel 2011, le cessazioni conseguenti alle rilevanti variazioni di perimetro intervenute in America latina, in Bulgaria e in Italia.

Al netto di tali fattori di carattere straordinario l'aumento si sarebbe attestato intorno al 5%.

È conseguentemente aumentato (+ 15,6 %) anche il costo unitario medio totale.

11.6 – La politica retributiva adottata dall'Enel nei confronti del *management* del Gruppo contempla l'attribuzione di un emolumento strutturato su una componente fissa, e due componenti variabili: una a breve termine e una a medio-lungo termine (c.d. *pay mix*).

La componente variabile di breve periodo è essenzialmente basata sul *MBO* (*Management By Objectives*) e coinvolge circa il 98% dei dirigenti e circa il 19% dei quadri.

Essa, in una logica di merito e sostenibilità, retribuisce la *performance* ed è caratterizzata dall'erogazione di un compenso annuo monetario, la cui misura varia in funzione del livello di raggiungimento di obiettivi predefiniti, sia individuali che di gruppo, correlati al piano industriale, assegnati e misurati con riferimento al singolo esercizio.

Con riguardo agli strumenti di incentivazione di lungo termine, il Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.a. ha abbandonato, a decorrere dal 2009, il sistema dei piani di *stock option* (deliberati sino al 2008) e di *Restricted Share Units* (RSU), varati nel 2008 e nel 2009, entrambi legati all'andamento del titolo, adottando piani di incentivazione del tipo *Long Term Incentive* (LTI), che prevedono, in estrema sintesi, l'erogazione di un controvalore in denaro (*cash*) al raggiungimento di predeterminati obiettivi gestionali di durata pluriennale, assumendo a riferimento un multiplo della retribuzione fissa con riferimento alla fascia di appartenenza e con la previsione, al fine di favorire la fidelizzazione, di un ulteriore incremento percentuale in caso di esercizio del piano in prossimità della sua scadenza, anziché alla prima finestra utile.

Ai Dirigenti con responsabilità strategiche (Direttori di Funzione della *Holding* e Direttori di Divisione per un totale di 17 posizioni) sono stati corrisposti nel 2012 emolumenti per complessivi 19.020.975 euro (pari a circa 1.118.880 euro pro-*capite*); nell'esercizio precedente erano stati corrisposti, sempre per n. 17 posizioni, emolumenti per 19.853.971 euro (pari a circa 1.167.880 euro pro-*capite*).

In sede di approvazione della Relazione sulla remunerazione presentata nel corso dell'Assemblea del 30 aprile 2013, il Consiglio di Amministrazione ha previsto, in analogia a quanto disposto per l'Amministratore delegato e per il Presidente del Consiglio di Amministrazione, un significativo intervento anche sulla politica di remunerazione dei dirigenti, per l'anno 2013, prevedendo, tra l'altro:

- una riduzione dell'ammontare della remunerazione variabile di breve termine erogabile, come risultante dal livello di raggiungimento degli obiettivi di *performance*, pari al 30% per i dirigenti con responsabilità strategiche e al 20% per il restante *management*;
- il congelamento della dinamica retributiva discrezionale relativa alla remunerazione fissa;

- il conseguente contenimento della remunerazione variabile di lungo termine (in quanto calcolata assumendo come base una quota percentuale della remunerazione fissa).

11.7 – Nell'esercizio 2012 è migliorato il dato sulla sicurezza del lavoro, con l'ulteriore riduzione, sia dell'*l'indice di frequenza* (numero infortuni/milioni di ore lavorate), sia del *tasso di gravità* (giorni di assenza/1.000 ore lavorate) degli infortuni sul lavoro.

Tali risultati sono il frutto della strategia adottata da Enel mediante la predisposizione e l'attuazione, anno per anno, di appositi piani e programmi volti alla tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori (da ultimo, il progetto *One Safety*, varato nel 2012).

11.8 - Il costo delle consulenze assegnate nel 2012 – con esclusione di quelle affidate dalle società del Gruppo al di fuori del perimetro Italia e delle consulenze infra-gruppo – ammonta a 40,2 milioni di euro, con un consistente incremento (+41%) rispetto all'esercizio 2011 (pari a 28,5 milioni di euro), che si registra, tuttavia, dopo un biennio di significativi decrementi (-57% nel 2011 rispetto al 2010, pari a –37,7 milioni di euro, e -45,5%, pari a -55,3 milioni di euro, nel 2010 rispetto al 2009).

Il confronto con l'esercizio precedente evidenzia che tale incremento è dovuto essenzialmente al sensibile aumento delle consulenze per *"Merger & Acquisition"* (+16,8 milioni di euro) e di quelle *Strategiche/ Organizzative/Direzionali* (+4,1 milioni di euro).

La Corte, pur riconoscendo l'esigenza del ricorso a competenze professionali specialistiche esterne nelle attività aventi particolare carattere di straordinarietà, complessità e rilievo economico (quali sono, tipicamente, quelle di *"Merger & Acquisition"*, che, in effetti, comportano spesso la necessità dell'acquisizione di pareri e consulenze da parte di soggetti terzi ed indipendenti), non può che ribadire la raccomandazione, già formulata in occasione delle precedenti relazioni, circa l'esigenza di limitare il ricorso alle prestazioni di professionisti esterni ai casi in cui vi sia una reale esigenza che trascenda le possibilità operative della struttura societaria, in osservanza del generale principio della corretta gestione delle risorse disponibili, secondo criteri di efficienza, efficacia ed economicità.

11.9 - Nella riunione del 7 marzo 2012, il Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.a. ha approvato il *Piano industriale e degli investimenti 2012/2016* per un

ammontare complessivo lordo di 30.619 milioni di euro, di cui 7.646 milioni di euro riferiti all'esercizio 2012.

In considerazione del persistente calo della domanda elettrica nei mercati maturi, è stato previsto un significativo ridimensionamento, pari a circa 3,62 miliardi di euro, degli investimenti da realizzarsi in Italia e nella penisola iberica; per il resto, è stata confermata la crescita organica degli investimenti nel settore delle fonti rinnovabili, nonché nei mercati di sviluppo (America Latina, Russia e Europa Orientale), il progressivo consolidamento della stabilità finanziaria ed un'accelerazione del programma di efficientamento dei costi operativi.

Nel corso dell'anno sono stati effettuati investimenti per un importo pari al 93% della somma sopra indicata (7.075 milioni di euro); in particolare, gli investimenti in impianti di produzione di energia elettrica (pari al 55% circa del totale) sono diminuiti dell'11% rispetto al precedente esercizio, mentre gli investimenti in reti di distribuzione (pari a circa il 43% del totale degli investimenti) sono aumentati in misura pari al 4% circa.

Come già anticipato nella scorsa relazione, il piano industriale relativo al quinquennio 2013/2017, approvato dal Consiglio di Amministrazione nella seduta del 12 marzo 2013, ha apportato ulteriori significative correzioni a quello precedente, in vista del mantenimento (nei primi anni) e di un miglioramento (in quelli successivi) dei risultati operativi, nonché di una graduale riduzione dell'indebitamento finanziario netto.

In estrema sintesi, è stato previsto:

- la protezione dei margini e della generazione di flussi di cassa nei mercati maturi (Italia, in Spagna e Portogallo), nonostante il negativo scenario macro-economico, che si riflette nella progressiva diminuzione della domanda di energia elettrica in tali Paesi;
- il potenziamento degli investimenti nei mercati di crescita (America Latina e Energie Rinnovabili);
- il rafforzamento del bilancio e l'ottimizzazione del portafoglio di *asset*, mediante la cessione di partecipazioni, per un importo pari a circa 6 miliardi di euro;
- il completamento della riorganizzazione del Gruppo, anche per mezzo di operazioni di acquisizione di minoranze, soprattutto in America Latina;
- l'emissione di strumenti finanziari partecipativi c.d. "ibridi" per un importo pari a 5 miliardi di euro;
- la riduzione di costi operativi pari a 4 miliardi di euro circa, di cui 1, 5 miliardi di euro riferibili al costo del personale e 2,6 miliardi di euro circa relativi ad internalizzazione di servizi e ad altre operazione di ottimizzazione;

- la progressiva riduzione dell'indebitamento finanziario netto, per effetto delle suddette azioni strategiche, con un *target* di 36/37 miliardi di euro nel 2017.

11.10 - L'andamento della domanda dell'energia elettrica nei principali paesi in cui opera Enel, è stata caratterizzata, rispetto al 2011, da un calo in Italia (-2,8%), in Spagna e in Portogallo (rispettivamente, -1,3% e -3%) e in Romania (-1,5%), mentre è rimasto invariato il dato relativo alla Slovacchia; la domanda è risultata, invece, generalmente in crescita nei paesi dell'America Latina (Brasile, Argentina, Colombia, Cile e Perù) e in Russia.

Con riferimento alla posizione di Enel S.p.a. nel mercato nazionale, si evidenzia che, rispetto al 2011, sono diminuite la produzione netta di energia elettrica (-5,8%), la quota complessiva delle vendite di energia elettrica rispetto ai consumi nazionali (-4,6%) e la quantità di energia elettrica trasportata sulla rete di distribuzione nazionale (-3,4%); è, invece, lievemente aumentata la vendita complessiva di energia elettrica (+5%) e la potenza efficiente netta installata (+0,1%).

Sempre con riferimento all'Italia, i dati relativi all'efficienza e alla qualità del servizio (*numero medio di interruzioni per i clienti BT* e *durata cumulata delle interruzioni per clienti BT*), si sono attestati, a livello nazionale, al di sotto dei *target* fissati dall'Agenzia per l'Energia Elettrica e il Gas.

11.11 - Continua ad essere di notevole portata, nonché di varia tipologia e contenuto il contenzioso del Gruppo Enel, sia in Italia che all'estero.

Per fronteggiare i relativi rischi, è stato istituito un apposito fondo, che alla data del 31 dicembre 2012, ammontava a 1.142 milioni di euro.

11.12 - Dai dati di sintesi del Bilancio di esercizio 2012 di Enel S.p.a. si rileva, rispetto all'esercizio 2011, un decremento sia dei ricavi, (-56,0%), che dei costi, (-49,2%); i proventi da partecipazioni, pari a 4.175 milioni di euro, sono risultati in consistente aumento rispetto a quelli dell'esercizio precedente (+29,5%), mentre flettono sia i proventi finanziari, pari a 1.600 milioni di euro che gli oneri finanziari, pari a 2.446 milioni di euro, rispettivamente, del 43,4% e del 33,9%.

L'*utile netto dell'esercizio*, pari a 3.420 milioni di euro, evidenzia un incremento del 38,6% rispetto all'esercizio precedente, connesso essenzialmente ai maggiori dividendi distribuiti dalle società del Gruppo.

I finanziamenti a lungo termine ammontano a 19.315 milioni di euro ed evidenziano un aumento rispetto all'esercizio precedente (+6,8%); analogo, ma ben più consistente aumento presentano anche i finanziamenti a breve, che sono pari a 4.953 milioni di euro.

Si incrementa pure il patrimonio netto (+6,8%), attestandosi a 25.828 milioni di euro, rispetto al valore di 24,190 milioni di euro registrato alla fine del 2011.

L'*indebitamento finanziario netto complessivo* si è attestato a fine esercizio a 12.438 milioni di euro, in diminuzione di 1.156 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, come risultato dell'incremento della posizione finanziaria netta creditoria a breve termine per 2.407 milioni di euro, parzialmente compensato dall'aumento dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine per 1.251 milioni di euro.

L'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto è pari allo 0,48% (0,56% al 31 dicembre 2011).

11.13 - Per quanto concerne i risultati economico-finanziari del Gruppo Enel nel 2012, si evidenzia un incremento dei ricavi (+5.375 milioni di euro, pari a +6,8%) e dei costi (+6.008 milioni di euro, pari a +9,7%).

Come già anticipato nella scorsa relazione, il margine operativo lordo (MOL/EBIDTA), pari a 16.738 milioni di euro, ed il risultato operativo (EBIT), pari a 7.735 milioni di euro, diminuiscono, rispettivamente, del 4,9% e del 31,4%; subisce pure una consistente diminuzione del 61,0% l'utile netto complessivo (Gruppo e terzi), che è risultato pari a 2.075 milioni di euro, e quello di pertinenza del Gruppo, pari a 865 milioni di euro (-79,0%).

Per quanto riguarda i principali valori patrimoniali, si registrano un decremento nel patrimonio netto complessivo, pari a 53.158 milioni di euro (-2,1%) e di quello di pertinenza del Gruppo, pari a 36.771 milioni di euro (-4,9%); si incrementa, invece, il patrimonio netto di pertinenza di terzi, pari a 15.650 (+4,7%); diminuiscono pure gli investimenti, pari a 7.075 milioni di euro (-5,5%) ed il capitale investito netto, pari a 96,106 milioni di euro (-2,9%).

I *crediti commerciali verso clienti* ammontano, al netto del relativo fondo di svalutazione, a 11.719 milioni di euro, registrando un leggero aumento rispetto al valore registrato al 31 dicembre 2011 (+1,3% circa).

Presentano valori inferiori al precedente esercizio i finanziamenti a breve termine, pari a 8.027 milioni di euro (-44,5%) e le attività finanziarie correnti, pari a 9.381 milioni di euro (-10,4%); si incrementano, invece, del 14,9% i finanziamenti a lungo termine, passando da 48.703 milioni di euro a 55.959 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto complessivo del Gruppo si è attestato a 42.948 milioni di euro, in diminuzione di 1.681 milioni di euro rispetto a quello rilevato al 31 dicembre 2011 (-3,76%).

La Corte, nel valutare positivamente quest'ultimo risultato, non può, nondimeno, esimersi - stante, comunque, la considerevole entità della posizione debitoria - dal rinnovare la raccomandazione a proseguire nelle programmate azioni volte ad una sua progressiva riduzione, quali esposte nei piani industriali sin qui varati.

11.14 - Nel corso dell'esercizio all'esame, la Società ha continuato a perseguire una strategia di accesso diretto al mercato dei capitali e del credito, in quanto ritenuta la più efficace al fine di assicurare, ad un tempo, una migliore ridistribuzione del *mix* di indebitamento (bancario e obbligazionario), una diversificazione della base degli investitori e l'allungamento della durata media del debito di Gruppo.

Anche nel corso del 2012 il Gruppo Enel, nonostante il permanere della crisi economica, che ha determinato una fase di forte volatilità dei mercati e di continue pressioni finanziarie, ha portato a termine un programma di prefinanziamento per un ammontare superiore a 7 miliardi di euro ad un costo medio in linea con il costo di *funding* del Gruppo, così rafforzando ulteriormente, in coerenza con la sopra descritta strategia operativa, la posizione di liquidità.

Tra le operazioni più rilevanti, merita di essere segnalata l'emissione, nel mese di febbraio, di un prestito obbligazionario destinato al pubblico dei risparmiatori (c.d. *retail*) per un importo di 3 miliardi di euro, che ha fatto registrare una domanda superiore ai 5 miliardi di euro nei primi sei giorni di collocamento.

Nello stesso mese è stata, altresì, formalizzata una linea di credito da 3,2 miliardi di euro, anch'essa accolta positivamente dal sistema bancario nazionale e internazionale,

Il che testimonia sia la fiducia riposta dai risparmiatori nella solidità del Gruppo Enel, sia, d'alto canto, un'elevata affidabilità creditizia nei confronti del sistema bancario

11.15 – Nel corso del 2012, il titolo Enel, dopo una sensibile flessione nei primi sette mesi dell'anno (€ 2,034 al 24 luglio 2012), è successivamente risalito, attestandosi, al 31 dicembre, ad un valore (€ 3,138) sostanzialmente sovrapponibile a quello registrato all'inizio dell'anno (€ 3,144).

Anche il 2013 si è chiuso senza sostanziali variazioni rispetto all'anno precedente, posto che il calo accumulato nei primi nove mesi è stato totalmente riassorbito nell'ultimo trimestre dell'anno (€ 3,174 al 31 dicembre).

11.16 - Nel corso del 2012, è stato operato un *downgrade* da parte di tutte le principali Agenzie di *rating*; nello specifico, il *rating* a lungo termine di *Standars & Poor's* è passato da A- a BBB+, quello di *Moody's* da A3 a Baa1 e, successivamente, a Baa2 e quello di *Fitch* da A- a BBB+; *Standars & Poor's* ha operato un ulteriore *downgrade* nel corso del 2013 (da BBB+ a BBB).

Il *rating* a breve termine è rimasto, invece, invariato.

All'attualità, tali *rating* non hanno subito variazioni e l'orientamento di medio/lungo periodo (*outlook)* è stabile per *Standars & Poor's*, mentre è negativo per *Moody's* e *Fitch*.

11.17 – Nonostante la persistenza dello scenario di crisi nei mercati europei di riferimento (dove la Società riveste una posizione di *leadership*), che si riflette in un progressivo calo della domanda di energia, la Società, grazie alle azioni strategiche programmate nel piano industriale 2013/2017 ha conseguito nel 2013 – giusta quanto si rileva dal bilancio consolidato approvato dall'Assemblea dei soci nella seduta del 22 maggio 2014 - un deciso miglioramento dei risultati operativi (ancorché, in parte, imputabili all'applicazione retrospettiva e a soli fini comparativi del nuovo principio contabile IAS 19), sia con riferimento al *budget*, sia con riferimento al bilancio relativo all'esercizio 2012 (EBITDA +7,6%; EBIT +46,1%; risultato netto del gruppo a 3.235 milioni).

È sensibilmente migliorato, pure, il dato relativo all'indebitamento finanziario netto, che si è definitivamente attestato a 39.862 milioni di euro, con una riduzione, pertanto, del 7,20% rispetto al risultato al 31 dicembre 2012.

11.18 - Al termine delle attività di controllo eseguite sulla gestione dell'Enel S.p.a. quale capogruppo del Gruppo Enel, riferite all'esercizio 2012 ed agli eventi più rilevanti avvenuti nel corso del 2013 e sino alla data corrente, la Corte rileva, così confermando analoghe valutazioni espresse nelle precedenti relazioni, che la Società ha impostato la gestione sulla razionalizzazione ed innovazione dei processi operativi e sulla massimizzazione dei profitti, mediante una politica di espansione ed assestamento nel mercato internazionale, una diversificazione tecnologica e geografica

del *business*, un bilanciamento tra attività "regolate" e "non regolate" ed una significativa presenza nel campo delle energie rinnovabili.

Tale strategia aziendale ha consentito, pur in presenza di una situazione di generale instabilità ed incertezza economico-finanziaria, che si riflette particolarmente sul mercato dell'energia dei principali paesi europei di riferimento (Italia, Spagna e Portogallo), di realizzare, comunque, un risultato economico positivo.

Si evidenzia, al riguardo, che l'Assemblea degli azionisti, nella riunione tenuta il 30 aprile 2013, in conformità alla proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione, ha deliberato di destinare alla distribuzione di dividendi il 40% dell'utile netto ordinario di Gruppo (0,15 euro per azione in circolazione).

Le prospettive ancora incerte in ordine ad una ripresa del ciclo economico e, conseguentemente, ad un miglioramento della situazione relativa alla domanda di energia elettrica nei mercati maturi europei di riferimento, induce, tuttavia, la Corte a raccomandare di proseguire con il massimo impegno – attesi, peraltro i buoni risultati conseguiti nel 2013 - nelle azioni, quali programmate con i piani industriali sin qui approvati, volte al contenimento e all'ottimizzazione degli investimenti, alla riduzione dei costi operativi e alla dismissione di partecipazioni non strategiche, in vista di una progressiva riduzione del livello di indebitamento.

PAGINA BIANCA

ENEL Spa

ESERCIZIO 2012

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL C.d.A.

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 CO_2).

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

Alla **Divisione Mercato** sono demandate 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, la Divisione 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).

La **Divisione Generazione ed Energy Management** 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 d.o.o. (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 (Nuove Energie) e stoccaggio (Enel Stoccaggi) di gas naturale.

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.

La **Divisione Internazionale** supporta la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel, consolidando la gestione e 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), gestione di impianti termoelettrici e attività di supporto in Belgio (Marcinelle Energie ed Enel Operations Belgium);
> 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), nonché di sviluppo di impianti termoelettrici in Grecia (Enelco);
> 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), nonché con attività di impiantistica e *franchising* in Italia (Enel.si);
- Iberia e America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo (Enel Green Power España, che nel corso del 2011 ha incorporato Enel Unión Fenosa Renovables) 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** (già Ingegneria e Innovazione) 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.

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

Carlo Conte
Gennaro Mariconda

Sindaci supplenti

Antonia Francesca Salsone
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 ed, 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*,

guardando allo scenario macroeconomico mondiale, assistiamo a un vero e proprio ribaltamento dei paradigmi consolidati negli anni passati: una profonda mutazione che ha ceduto il passo a un clima di incertezza dominante.

La crisi che ormai da alcuni anni colpisce l'Europa rappresenta un ciclo economico senza precedenti che sta riscrivendo la storia e i testi di economia, con un orizzonte di ripresa il cui orizzonte è spostato ogni anno un po' più avanti. Un fenomeno che impone nuovi modelli di flessibilità, innovazione, velocità, efficienza e innovazione.

A soffrire in maniera particolare sono i mercati maturi del Sud Europa, con Italia e Spagna tra le più colpite: contrazione generale dei consumi, calo della domanda di energia elettrica e di gas, *surplus* della capacità di generazione, aumento della pressione fiscale su famiglie e imprese e un rilevante interventismo statale sul *business* hanno amplificato la percezione del rischio da parte degli investitori e la volatilità delle quotazioni di Borsa. Eventi negativi che hanno avuto riflessi sulle *performance* dei mercati azionari e sulle valutazioni di merito creditizio di debiti sovrani e imprese.

Vi è però un'altra parte del pianeta, con aree come Est Europa, Russia e America Latina in cui siamo presenti, che continua a crescere. Anche grazie ai robusti fondamentali macroeconomici di questi mercati, unitamente a uno sviluppo sostenuto delle fonti rinnovabili, i risultati del nostro Gruppo si sono mantenuti positivi nel corso di questi anni difficili. Diversificazione geografica, *mix* tecno-

logico di produzione ben bilanciato e attenzione ai costi si confermano quindi i punti di forza del Gruppo Enel, attraverso i quali è stato possibile mantenere stabilità finanziaria e un solido profilo patrimoniale.

Aumentare l'efficienza del nostro Gruppo, in un contesto macroeconomico tanto complesso, è la scelta obbligata per difendere i risultati raggiunti e liberare risorse da destinare a aree a maggiore crescita. Processi, procedure e la stessa struttura organizzativa del Gruppo sono oggetto di una profonda trasformazione, con lo scopo di elevare le *performance* attraverso una struttura solida e perfettamente integrata che sia al tempo stesso snella, veloce, efficiente ed eccellente.
La nuova struttura organizzativa prevede una *Holding* di coordinamento e indirizzo strategico al servizio del *business* e capace di allocare le risorse in maniera ottimale all'interno del Gruppo, Divisioni responsabili del *business* e che contribuiscono alla strategia del Gruppo e tre *Global Services* per Acquisti, ICT e Servizi che operano a sostegno delle funzioni operative, fornendo valore aggiunto sotto forma di sinergie ed economie di scala.
Si tratta di un vero e proprio salto di qualità che permetterà al nostro Gruppo di restare competitivo e di detenere la *leadership* di costo e la *leadership* tecnologica.

Il 2012 ci ha visto conseguire gli obiettivi indicati ai mercati, superando i target prefissati, sia in termini di margine operativo lordo, pari a 16,7 miliardi di euro, sia in termini di indebitamento finanziario netto, pari a 42,9 miliardi di euro, in diminuzione di circa 1,7 miliardi di euro rispetto al 2011. I ricavi del Gruppo, a fine 2012, ammontano a 84,9 miliardi di euro, in crescita rispetto al 2011 del 6,8%.
I risultati ottenuti confermano la validità della nostra strategia e la resilienza di Enel nei mercati maturi, accompagnata da una robusta crescita nelle rinnovabili, nei Paesi sudamericani e in Est Europa. La difesa dei margini, la generazione di cassa nei mercati maturi e una politica di investimenti selettiva e flessibile ci hanno consentito di mantenere nei limiti il livello di debito e conseguire, nell'anno, ritorni per gli azionisti in linea con il settore.

Forti di questi risultati, la strategia del Gruppo viene ulteriormente rafforzata dal perseguimento delle seguenti priorità:
> la protezione dei margini e della generazione di cassa nei mercati maturi di riferimento;
> la conferma degli investimenti nei mercati in crescita dell'Est Europa e dell'America Latina, nonché nelle energie rinnovabili;
> il rafforzamento dello Stato patrimoniale e l'ottimizzazione del portafoglio attivi;
> il completamento della riorganizzazione del Gruppo anche attraverso operazioni di *minorities buy-out*;
> la continua attenzione alla disciplina finanziaria.

Tali priorità strategiche si combinano con una forte attenzione verso le comunità locali, una diffusa cultura della sicurezza e una trasparente politica di *Corporate Social Responsibility* (CSR), che è parte integrante del nostro *business plan*, poiché siamo convinti che la responsabilità sociale d'impresa ha un impatto diretto sulla competitività di medio e lungo termine. Enel è per il nono anno consecutivo nel *Dow Jones Sustainability Index* ed è parte del *Global Compact LEAD* delle Nazioni Unite. Questo impegno ci ha consentito e ci consentirà di continuare a creare valore per tutti i nostri *stakeholder*.

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

Divisione Mercato Italia

In un mercato delle vendite dinamico, caratterizzato dal continuo incremento della pressione competitiva e da un crescente interesse dei clienti finali per i temi dell'efficienza energetica, la Divisione Mercato ha continuato a perseguire la sua strategia commerciale di focalizzazione sui segmenti *mass market* ad alto valore, con un'intensa attività di acquisizione clienti, e di innovazione dell'offerta e dei canali di vendita.

In particolare, Enel Energia si conferma il primo operatore italiano sul mercato libero dell'energia, con circa 4,1 milioni di clienti e clienti e 41,3 TWh venduti, con una forte presenza anche nel mercato del gas naturale, con circa 3,2 milioni di clienti.

Allo stesso modo Enel Servizio Elettrico si conferma il principale operatore nel mercato della maggior tutela, con 60,3 TWh di energia venduta e una *customer base* di 23,9 milioni di clienti, in contrazione di circa 1,1 milioni di clienti rispetto al 2011, a seguito della crescita del mercato libero.

Nell'ambito del *customer service*, l'eccellenza dei servizi offerti ha costituito, in continuità con il passato, la priorità gestionale del 2012, come testimonia la presenza, per il secondo anno consecutivo, di Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico ai primi due posti della classifica dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) dei migliori *Contact Center* del settore. L'eccellenza dei servizi offerti ai clienti è stata perseguita anche con un continuo efficientamento dei processi operativi, volto a massimizzare il valore generato per il cliente e per il Gruppo.

I risultati economici confermano la validità delle scelte strategiche e delle azioni gestionali, con ricavi pari a 18,4 miliardi di euro e un margine operativo lordo che raggiunge i 689 milioni di euro, in crescita rispettivamente di circa il 3,5% e di circa il 23% rispetto al 2011.

Divisione Generazione ed Energy Management Italia

Nell'attuale contesto di mercato italiano, caratterizzato nel 2012 da una domanda di energia elettrica in calo e dal notevole incremento della produzione da impianti da fonte rinnovabile non programmabile, la Divisione ha prodotto in Italia 62,8 TWh, pari a circa il 22% del fabbisogno nazionale al netto delle importazioni. Tale produzione è risultata in diminuzione rispetto all'anno precedente (-6,5%) per effetto del ridotto spazio competitivo per gli impianti alimentati a gas e della riduzione della produzione idroelettrica legata alla minore idraulicità del periodo. Tale diminuzione è stata parzialmente compensata dalla competitività del parco a carbone, in particolare grazie al funzionamento a regime dell'impianto di Torrevaldaliga Nord a Civitavecchia.

Inoltre, sono state completate con successo le rinegoziazioni del portafoglio di contratti di fornitura gas di lungo termine, avviate a fronte dello sfavorevole contesto di mercato, con il conseguimento di importanti benefici in termini di prezzo e di riduzione dei volumi di *take or pay*.

Nel 2012, a fronte di 25.237 milioni di euro di ricavi, il margine operativo lordo, pari a 1.271 milioni di euro e in forte contrazione rispetto al 2011, ha risentito del deterioramento del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas in Italia, oltre che dell'effetto di alcune partite non ricorrenti registrate nel precedente esercizio. Durante il 2012 è proseguito il percorso di miglioramento continuo verso l'eccellenza operativa, in particolare nella gestione del parco impianti, attraverso progetti volti ad aumentarne l'efficienza operativa, l'affidabilità e la sicurezza.

Divisione Infrastrutture e Reti Italia

I buoni risultati tecnico-economici della Divisione Infrastrutture e Reti, conseguiti nel 2012, confermano la *leadership* di Enel nel settore della distribuzione di energia con un totale di 31,7 milioni di clienti serviti e 238,2 TWh distribuiti. Nell'anno trascorso la Divisione ha conseguito ricavi per 8.177 milioni di

euro e un margine operativo lordo di 4.138 milioni di euro, allineato con il 2011.

Il grande impegno verso l'eccellenza operativa si è tradotto in un ulteriore miglioramento della qualità del servizio, in termini di numero delle interruzioni medie per cliente, con 3,7 interruzioni rispetto alle 3,8 del 2011. La durata cumulata delle interruzioni per cliente si attesta sui 46 minuti medi, rispetto ai 44 del 2011, questo anche a causa degli eventi climatici straordinari registrati nel febbraio 2012.

L'anno trascorso ha visto una forte crescita delle connessioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile: sulla propria rete Enel ne ha allacciati circa 140.000, per un totale di 4.700 MW.

In Italia, il Telegestore, il sistema automatico per la gestione dei contatori elettronici, ha eseguito nel 2012 oltre 7 milioni di operazioni contrattuali e più di 400 milioni di letture da remoto. In Spagna, è proseguita con oltre 2 milioni di unità, l'installazione dei contatori elettronici, con l'obiettivo nei prossimi anni di arrivare a servire circa 13 milioni di clienti.

Nel campo delle *smart grid*, le reti elettriche del futuro, Enel conferma la sua *leadership* europea presiedendo l'Associazione "EDSO (*European Distribution System Operators*) *for Smart Grids*", attraverso la quale definisce i piani di implementazione dei progetti pilota europei e li realizza con il contributo di importanti *partner* del settore. Durante il 2012 sono stati avviati diversi progetti finanziati all'interno del *7th Framework Programme* della Commissione Europea con la partecipazione di EDSO anche come coordinatore. Il progetto Grid4EU, finanziato dalla Commissione Europea, vede Enel coinvolta come coordinatore tecnico. Proseguono inoltre i progetti innovativi in Italia, come quello per le reti intelligenti a Isernia – incentivato dall'AEEG – e i progetti del Piano Operativo Interregionale (POI) per le Regioni del Sud finanziati dal Ministero dello Sviluppo Economico. Nell'ambito *smart city* Enel ha avviato progetti nelle città di Bari e Genova, con finanziamenti comunitari e del Ministero dell'Università e della Ricerca. In ambito internazionale, in Spagna è stata completata la prima fase del progetto per rendere Malaga una *smart city* e in Brasile, a Búzios, è stata inaugurata la prima *smart city* dell'America Latina.

Importante è stato inoltre il contributo allo sviluppo della mobilità elettrica dato dalla firma di diversi accordi nel 2012 con Pubbliche Amministrazioni (Città di Roma e Bari e Regione Emilia-Romagna) e aziende private (Renault, Poste Italiane). Sul territorio nazionale si sono superate le 1.000 infrastrutture Enel di ricarica per veicoli elettrici.

L'area di *business* Illuminazione Pubblica 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* sia in Italia sia in Spagna nel settore dei nuovi sistemi di illuminazione stradale a LED.

Divisione Iberia e America Latina

Nell'anno 2012 la Divisione Iberia e America Latina ha registrato un margine operativo lordo pari a 7.212 milioni di euro, in calo dello 0,5% rispetto al 2011. Questa diminuzione è dovuta all'effetto combinato delle negative misure regolatorie approvate dal Governo spagnolo nel corso del 2012, che hanno comportato una riduzione della remunerazione delle attività regolate, e di un ridotto margine di generazione in Cile, dovuto a sfavorevoli condizioni idrologiche.

Nonostante il contesto economico, energetico e regolatorio avverso, al raggiungimento dei risultati hanno contribuito in modo determinante le sinergie ottenute con il Gruppo e i piani di efficientamento messi in atto dalla Divisione. Queste iniziative hanno permesso di ottenere un totale di 1.307 milioni di euro di risparmio annuali e ricorrenti, superando anche quest'anno gli obiettivi inizialmente fissati.

Durante il 2012, nel mercato spagnolo, la domanda di energia elettrica si è ridotta dell'1,7%; allo stesso tempo la produzione di energia elettrica di Endesa, pari a 77,4 TWh, è cresciuta del 3% grazie a una maggiore generazione da nucleare e carbone importato che ha compensato la minore

produzione da carbone nazionale, cicli combinati e idroelettrico.

I ricavi totali dell'anno 2012 in Spagna e Portogallo sono stati pari a 23.367 milioni di euro, in crescita del 3,4% grazie ai maggiori prezzi di vendita. Prosegue inoltre il processo di cartolarizzazione del *deficit* della tariffa elettrica, che nell'anno ha comportato per il Gruppo un'entrata di cassa di 2.674 milioni di euro.

Al contrario di quanto si riscontra in Spagna, la domanda elettrica in America Latina continua a mostrare un'evoluzione positiva nel 2012, in conseguenza di un migliore andamento delle economie della regione. In media, nei cinque Paesi di presenza della Divisione (Cile, Colombia, Argentina, Perù e Brasile), la domanda elettrica è cresciuta del 4,5%, con un picco superiore al 5% in Cile e Perù. La produzione totale è stata di 63,1 TWh.

Il margine operativo lordo conseguito dalla Divisione in questi cinque Paesi è stato di 3.211 milioni di euro, in calo di solo l'1,4% rispetto al 2011, a causa della straordinaria siccità in Cile e della situazione particolare in Argentina. Al contrario, va segnalato il buon andamento dei risultati operativi conseguiti in Colombia e nel settore della distribuzione in tutta la regione.

Con riferimento al mercato dell'America Latina, è importante inoltre segnalare l'approvazione dell'aumento di capitale di Enersis di 5.995 milioni di dollari statunitensi proposta dal Gruppo nell'Assemblea Generale Straordinaria degli azionisti tenutasi a Santiago del Cile il 20 dicembre 2012. A conferma della sua idoneità, l'operazione è stata approvata a larga maggioranza (82% delle azioni). Tale aumento di capitale consentirà di consolidare la posizione del Gruppo, che si confermerà come la principale multinazionale elettrica privata nella regione, oltre a rafforzare in maniera notevole il bilancio di Enersis, mettendola nella condizione di cogliere future fasi di maggior crescita.

Divisione Energie Rinnovabili

Nel 2012, in un contesto complessivo di crescita degli investimenti e della capacità installata nel settore delle energie rinnovabili, Enel Green Power ha confermato la sua posizione di *leadership* a livello globale, rispettando gli impegni comunicati al mercato e previsti nel piano industriale 2012-2016.

La capacità installata è cresciuta organicamente nel corso dell'anno di oltre 900 MW rispetto al 2011, consentendo alla società di raggiungere gli 8 GW totali, mentre la produzione netta di energia elettrica è stata pari a 25,1 TWh, in crescita rispetto al 2011 di 2,6 TWh (+11,7%).

L'aumento di capacità e produzione è stato accompagnato da un incremento dei principali indicatori economici. I ricavi totali si sono attestati a 2.696 milioni di euro, in crescita del 6,2% rispetto al 2011. Il margine operativo lordo del 2012 ha raggiunto 1.681 milioni di euro, in crescita del 6,1% rispetto all'anno precedente. Enel Green Power nel corso del 2012 ha continuato a perseguire la crescita delle attività secondo un mix equilibrato di tutte le principali tecnologie di generazione da fonte rinnovabile, rivolgendosi a quei mercati con maggiori potenzialità in termini di crescita del fabbisogno energetico, elevata disponibilità di risorse naturali e presenza di un contesto socio-politico e regolatorio stabile.

Nel corso dell'anno la Divisione ha incrementato le proprie attività nei mercati emergenti del Centro e Sud America, in particolare Messico, Brasile, Cile e Guatemala. In Messico, Enel Green Power ha rafforzato la sua presenza, grazie all'entrata in esercizio di due parchi eolici (Bii Nee Stipa II e III) per complessivi 144 MW nella regione di Oaxaca, dove si è anche aggiudicata la gara pubblica, bandita dall'ente elettrico del Governo messicano, per la realizzazione di un impianto eolico da 102 MW. In Brasile, sono stati avviati i lavori per la realizzazione di tre parchi eolici nello Stato di Bahia per una capacità complessiva di 90 MW, mentre in Cile è stato avviato il cantiere per lo sviluppo di un campo eolico da 90 MW. Infine, in Guatemala è entrata in esercizio la nuova centrale di Palo Viejo, con una capacità complessiva di 87 MW.

Enel Green Power ha proseguito lo sviluppo anche in Nord America. Nel settore eolico, sono entrati

in esercizio i due nuovi impianti di Castle Rock Ridge, in Canada, da 76 MW e di Rocky Ridge negli Stati Uniti, nello Stato dell'Oklahoma, da 150 MW di capacità. Mentre nel mese di maggio sono stati avviati i lavori per la realizzazione, nello Stato dello Utah, di un nuovo impianto geotermico con una capacità installata lorda di 25 MW.

Per quanto riguarda le attività in Europa, i risultati 2012 confermano il consolidamento della presenza di Enel Green Power: in Romania sono entrati in funzione nuovi impianti eolici per circa 230 MW; mentre in Italia, Spagna e Grecia si è aggiunta nuova capacità addizionale fotovoltaica ed eolica per circa 230 MW.

Divisione Internazionale

Nel 2012 la Divisione Internazionale ha registrato ricavi per 8.703 milioni di euro e un margine operativo lordo di 1.650 milioni di euro, con un incremento del 5,8% rispetto all'anno precedente al netto della variazione di perimetro relativa alla cessione della società bulgara Enel Maritza East 3. Migliorano anche i risultati sotto il profilo operativo, con la produzione che si attesta a 65,2 TWh e le vendite *retail* pari a 52,0 TWh, in crescita, rispettivamente, del 4% (sempre al netto della sopracitata variazione di perimetro) e del 12% rispetto al 2011. Tale risultato è stato reso possibile grazie a una efficace gestione operativa degli *asset* e a una ottimizzazione della strategia commerciale unitamente a un accorto presidio delle leve istituzionali e regolatorie. Tale ultimo aspetto ha assunto particolare rilevanza nell'anno che ha visto l'insediamento di nuovi Governi in ciascun Paese del perimetro di riferimento della Divisione Internazionale.

In Slovacchia, Slovenské elektrárne ha conseguito un margine operativo lordo pari a 836 milioni di euro con un incremento del 3% rispetto all'anno precedente. Hanno registrato un ulteriore miglioramento la sicurezza delle *operation* e la disponibilità degli impianti nucleari, che si attesta su livelli di assoluta efficienza rispetto al contesto europeo. Proseguono i lavori di costruzione delle nuove unità 3 e 4 dell'impianto nucleare di Mochovce, per le quali è stato indispensabile tener conto dei nuovi requisiti di sicurezza richiesti dalle autorità e introdotti anche a seguito degli *stress test* realizzati nel post- Fukushima. Una volta entrate in esercizio, le due nuove unità porteranno il livello della produzione *emission free* di Slovenské elektrárne al 93%.

In Russia, nel corso dell'anno, Enel OGK-5 ha ottenuto un margine operativo lordo di 392 milioni di euro, in crescita del 13% rispetto all'anno precedente, grazie alla disponibilità per l'intero anno delle due nuove centrali CCGT entrate in esercizio nel 2011 e alla prosecuzione delle attività di efficientamento operativo degli impianti. Tali iniziative, mirate all'ottimizzazione e razionalizzazione della struttura dei costi e di *staff* connessi alle *operation* d'impianto, rivestono un ruolo chiave nella protezione dei margini in un contesto altamente competitivo. La società di vendita RusEnergoSbyt, nella quale Enel detiene una partecipazione del 49,5%, ha proseguito la propria strategia di diversificazione del portafoglio commerciale, ampliandolo, oltre al cliente principale RZhD (Ferrovie russe), con l'acquisizione di nuovi clienti industriali e l'avvio delle attività in nuove regioni. Il margine operativo lordo per il 2012 relativo alla quota di partecipazione Enel si è attestato a circa 135 milioni di euro.

In Romania, le tre società di distribuzione della Divisione hanno proseguito negli investimenti per la modernizzazione delle reti e il miglioramento della qualità del servizio. In particolare, nel 2012 le azioni pianificate con la collaborazione della Divisione Infrastrutture e Reti hanno consentito una sostanziale riduzione delle perdite di rete, passate dal 13% all'11% circa, molto vicino ai livelli ottimali fissati dal Regolatore. La contestuale *performance* delle società di vendita di energia e la riduzione del *cost-to serve* hanno contribuito al conseguimento di un margine operativo lordo complessivo per tutte le attività in Romania pari a 231 milioni di euro, in crescita del 12,6%.

In Francia, Enel France ha esercitato il proprio diritto di recesso dal progetto di Flamanville 3, concludendo l'accordo di collaborazione strategica siglato con EDF nel 2007 e recuperando per intero gli

acconti versati, pari a 613 milioni di euro, unitamente agli interessi maturati, pari a 45 milioni di euro. In crescita le attività commerciali, con 13,1 TWh di energia elettrica venduti a clienti finali rispetto agli 11,4 TWh del 2011. In Belgio, a marzo 2012, è entrato in esercizio l'impianto CCGT di Marcinelle, per il quale, a seguito dell'esercizio della *put option* da parte di Duferco, Enel detiene il 100% della società.

Funzione Upstream Gas

Il 2012 è stato un anno fondamentale per lo sviluppo delle attività *upstream* del Gruppo, attività che consentono di rendere più sicuro, flessibile e competitivo il portafoglio di forniture di gas Enel, a fronte di un fabbisogno interno di circa 30 miliardi di metri cubi tra Italia, Spagna, Russia e America Latina.
La certificazione delle riserve ha confermato un aumento della quota Enel del 19% rispetto all'anno precedente, per un valore complessivo di riserve certe di circa 917 milioni di barili di olio equivalente e di riserve certe e probabili di 1.490 milioni di barili di olio equivalente.
In Russia, ad aprile, è stata avviata la produzione di idrocarburi, con una quota Enel nell'anno di oltre 300 milioni di metri cubi di gas e 2,3 milioni di barili di olio equivalente. A dicembre è stato inoltre avviato il secondo treno di produzione che ha consentito di raddoppiare la capacità produttiva.
In Algeria, ad agosto, con la presentazione del *Field Development Report*, è stata lanciata la fase di sviluppo del giacimento Ain Tsila (Isarene), dove Enel partecipa con una quota del 18,4%, che si prevede entrerà in produzione alla fine del 2017 con un *plateau* di circa 3,5 miliardi di metri cubi. A settembre, a valle della perforazione del primo dei cinque pozzi esplorativi previsti, è stata annunciata una scoperta di idrocarburi nell'ambito della licenza South East Illizi, cui Enel partecipa con una quota del 13,5%.
In Italia, Enel ha continuato a ampliare il proprio portafoglio attraverso l'individuazione di due nuovi prospetti esplorativi, l'assegnazione di due istanze di permesso di ricerca e la presentazione di due nuove istanze.

Divisione Ingegneria e Ricerca

Nel corso del 2012 la Divisione Ingegneria e Ricerca ha proseguito nella realizzazione e nel riammodernamento di impianti per la produzione di energia elettrica del Gruppo, con particolare attenzione al miglioramento delle *performance* ambientali, e ha avviato progetti di ricerca strategica valorizzando le sinergie all'interno del perimetro del Gruppo.
In Italia, presso la centrale di Brindisi, è stata completata in sole 13 settimane (*Best International Performance*) l'attività di sostituzione dei precipitatori elettrostatici del gruppo 4 con filtri a manica, operazione che garantirà l'abbattimento delle emissioni di polveri dell'80%. Presso il medesimo sito sono in corso le opere di realizzazione di un impianto coperto di stoccaggio carbone e dei relativi sistemi di movimentazione, nonché il rifacimento delle strutture portuali che permetterà il recupero delle acque meteoriche, con una riduzione del consumo delle risorse idriche.
In Belgio è stato avviato l'impianto di Marcinelle (410 MW CCGT), mentre in Sud America è stato fornito supporto a Endesa per il *commissioning* e l'*operation* dell'impianto cileno di Bocamina. In Russia, la centrale Reftinskaya di Enel OGK-5 si conferma un sito importante per le attività della Divisione: è in via di completamento il più grande impianto al mondo di movimentazione e stoccaggio delle ceneri a secco per capacità e lunghezza (DARS) ed è in ultimazione un intervento di ambientalizzazione e *revamping* sul primo dei 10 gruppi della centrale. Questo intervento migliorerà l'efficienza nell'abbattimento delle polveri e degli NOx ed estenderà di ulteriori 20 anni la vita utile dell'unità.
Per quanto riguarda l'Area Nucleare, nel corso dell'anno è stata resa ancora più efficace l'attività di monitoraggio e *reporting* delle prestazioni di sicurezza degli impianti (*Nuclear Safety Oversight* - NSO) e sono state avviate le attività di ingegneria volte a supportare l'implementazione, presso gli impianti gestiti dal Gruppo, delle misure di miglioramento individuate durante gli *stress test*. In Slovacchia è

stato ulteriormente rafforzato il *team* impegnato nella costruzione delle due unità 3 e 4 dell'impianto nucleare di Mochovce, anche attraverso l'inserimento di risorse specialistiche precedentemente impegnate nel progetto Flamanville 3 in Francia, per il quale è stato esercitato il diritto di recesso nel mese di dicembre 2012.

Nell'ambito della ricerca e sviluppo, sfruttando l'esperienza maturata presso l'impianto solare termodinamico a sali fusi "Archimede" (5 MW) di Siracusa, è stata avviata presso il medesimo sito la realizzazione di un circuito di prova per testare nuove miscele di sali e componentistica innovativa. Le attività di ricerca nell'ambito delle tecnologie solari fotovoltaiche proseguono presso il laboratorio di Catania, mentre nel laboratorio di Livorno continuano i *test* delle principali tecnologie di accumulo dell'energia elettrica e della loro integrazione con le fonti rinnovabili. Infine, nell'ambito del progetto ENCIO, presso l'impianto Enel di Fusina, è stata avviata la realizzazione di una stazione sperimentale unica al mondo per dimensioni e tipologia, che consentirà il *test*, su scala reale, dei componenti e materiali per impianti a carbone del futuro ad alta efficienza (50%).

Previsioni

Il protrarsi della debolezza del contesto macroeconomico in Italia e Spagna si accompagna a segnali di ripresa provenienti dagli Stati Uniti e a robusti fondamentali dai mercati emergenti che potranno fare da traino a una lenta ripresa in Europa.

Il *business* delle fonti rinnovabili mantiene un *outlook* positivo, con un *trend* in crescita costante in molte aree geografiche, unitamente ai mercati latinoamericani e dell'Est Europa, che continuano a crescere in modo significativo, confermando la correttezza della nostra strategia di presenza.

Il Gruppo si concentrerà sul perseguimento della stabilità finanziaria, applicando una strategia che prevede la difesa dei margini nei mercati maturi, secondo un piano di azioni flessibili e modulabili.

Il mantenimento del *focus* sui mercati in crescita, peraltro, vedrà il rafforzamento della presenza del Gruppo sia nei Paesi emergenti sia nel settore delle rinnovabili, seguendo l'evoluzione del *business* che a tendere si gioverà di un contributo sempre più rilevante proprio da questi due settori.

Il percorso di riorganizzazione e di efficientamento interno al Gruppo, la buona generazione dei flussi di cassa e la massimizzazione delle sinergie vanno ad affiancarsi a una rigorosa applicazione del piano di investimenti e a una particolare attenzione al mantenimento del *rating* finanziario.

Continuerà inoltre la spinta all'innovazione tecnologica, orientata a rendere sempre più efficiente e ambientalmente sostenibile la generazione dell'energia elettrica e a proporre soluzioni innovative per i nostri clienti, dall'efficienza energetica alle *smart grid*.

Tutti questi elementi, associati alla massima attenzione alla qualità del servizio offerto e al rapporto con le comunità locali mediante una trasparente politica di responsabilità sociale d'impresa, ci consentiranno di assicurare, oggi come in futuro, la creazione di valore per tutti i nostri *stakeholder*.

La scelta di Enel di diversificare geograficamente la propria attività verso economie in crescita, unitamente alla strategia di sviluppo delle energie rinnovabili e a un portafoglio bilanciato di attività regolate e non regolate, consente di fronteggiare efficacemente i possibili effetti sui risultati di Gruppo legati alla citata debolezza economica.

L'Amministratore Delegato
Fulvio Conti

Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea ordinaria del 30 aprile 2013

L'Assemblea ordinaria degli Azionisti di Enel SpA, riunitasi in Roma in unica convocazione il 30 aprile 2013 presso il Centro Congressi Enel in viale Regina Margherita n. 125, ha:

1. approvato il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2012; prendendo atto altresì dei risultati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, parimenti riferito al 31 dicembre 2012, che si è chiuso con un utile netto di pertinenza del Gruppo di 865.000.000 euro;
2. deliberato di destinare come segue l'utile netto dell'esercizio 2012 di Enel SpA, pari a 3.420.002.506,06 euro:
   a) alla distribuzione in favore degli azionisti, a titolo di dividendo, 0,15 euro per ognuna delle 9.403.357.795 azioni ordinarie che risulteranno in circolazione il 24 giugno 2013, data prevista per lo "stacco cedola", per un importo complessivo di 1.410.503.669,25 euro;
   b) a "utili portati a nuovo" la parte residua dell'utile stesso, per un importo complessivo di 2.009.498.836,81 euro;

   ponendo in pagamento l'indicato dividendo dell'esercizio 2012 di 0,15 euro per azione ordinaria – al lordo delle eventuali ritenute di legge – a decorrere dal 27 giugno 2013, con "data stacco" della cedola n. 21 coincidente con il 24 giugno 2013;
3. rinnovato il Collegio Sindacale, che resterà in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2015, nelle persone dei Signori:
   - Sergio Duca - Presidente;
   - Lidia d'Alessio - Sindaco effettivo;
   - Gennaro Mariconda - Sindaco effettivo;
   - Giulia De Martino - Sindaco supplente;
   - Pierpaolo Singer - Sindaco supplente;
   - Franco Tutino - Sindaco supplente;

   fissando il relativo compenso in 85.000 euro annui per il Presidente e in 75.000 euro annui per gli altri Sindaci effettivi, oltre al rimborso delle spese sostenute in ragione del loro ufficio;
4. deliberato in senso favorevole sulla prima sezione della Relazione sulla remunerazione redatta ai sensi dell'art. 123 *ter* del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 84 *quater* del Regolamento Emittenti adottato dalla CONSOB con delibera n. 11971/1999, contenente l'illustrazione della politica per la remunerazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche adottata dalla Società per l'esercizio 2013, nonché delle procedure utilizzate per l'adozione e l'attuazione della politica medesima.

Enel e i mercati finanziari

	2012	2011
Dividendo unitario (euro)	0,15	0,26
Prezzo massimo dell'anno (euro)	3,31	4,83
Prezzo minimo dell'anno (euro)	2,03	2,84
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	3,06	3,08
Capitalizzazione borsistica [1] (milioni di euro)	28.774	28.962
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	9.403

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

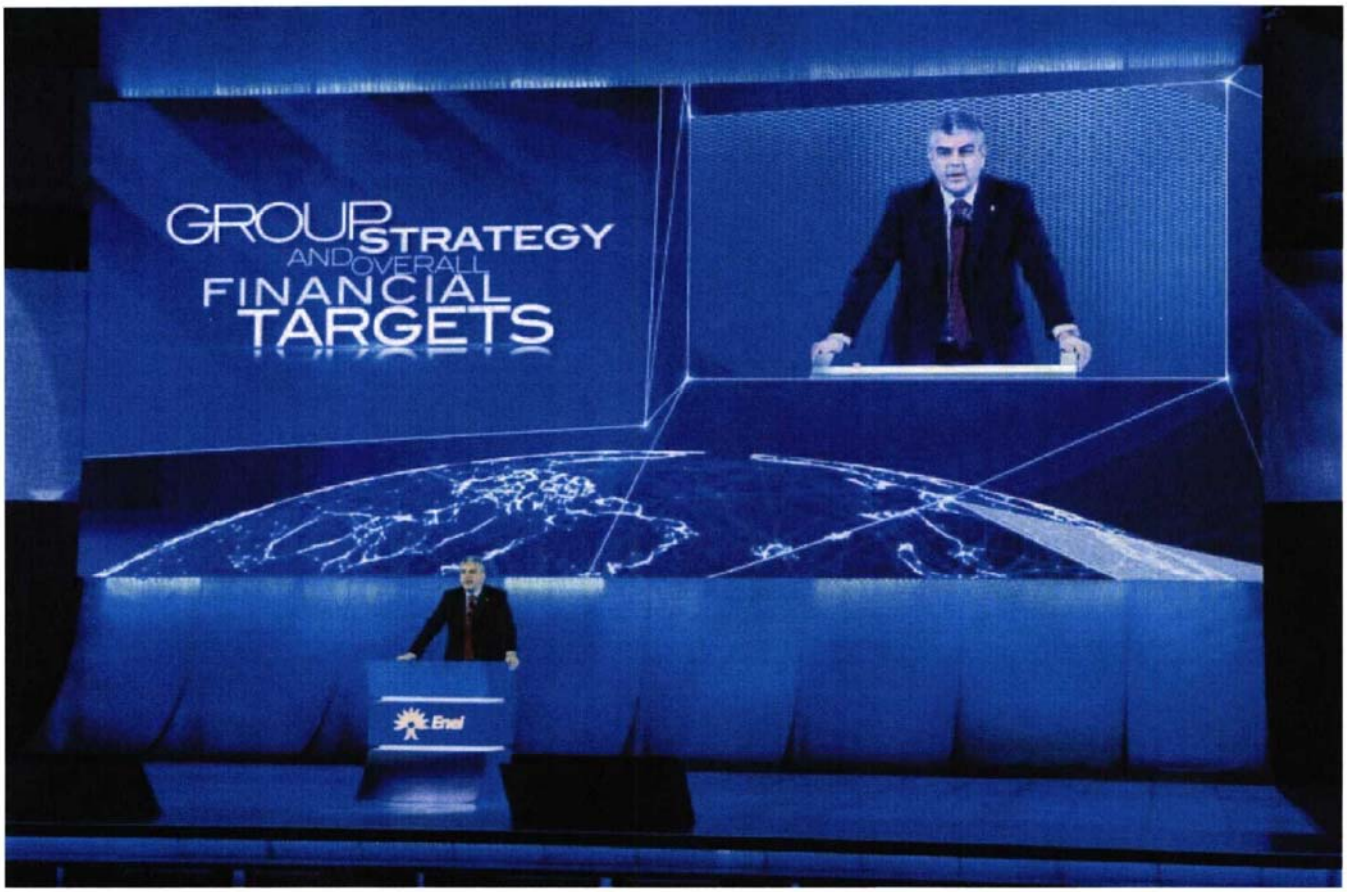
		Corrente [1]	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	al 31.12.2010
Peso azioni Enel:					
- su indice FTSE MIB		9,92%	11,02%	12,98%	10,53%
- su indice STOXX Europe 600 Utilities		7,54%	8,33%	8,25%	8,07%
- su indice Bloomberg World Electric		2,63%	3,17%	2,93%	3,16%
Rating		Corrente [1]	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	al 31.12.2010
Standard & Poor's	*Outlook*	*Negative*	*Negative*	*Watch Negative*	*Stable*
	M/L termine	BBB+	BBB+	A-	A-
	Breve termine	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	*Outlook*	*Negative*	*Negative*	*Negative*	*Negative*
	M/L termine	Baa2	Baa2	A3	A2
	Breve termine	P2	P2	P2	P1
Fitch	*Outlook*	*Negative*	*Watch Negative*	*Stable*	*Stable*
	M/L termine	BBB+	BBB+	A-	A-
	Breve termine	F2	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 1° marzo 2013.

La crescita dell'economia globale nel 2012 è stata caratterizzata da un sostanziale rallentamento rispetto al *trend* registrato nel 2011.
Nelle principali economie emergenti l'attività economica nel 2012, seppur positiva, ha continuato a rallentare, riflettendo l'impatto negativo della congiuntura dei Paesi maturi e in particolar modo dei Paesi dell'area euro. Per quanto riguarda l'Italia, il 2012 si è chiuso con un calo consistente del PIL.

Nonostante la debolezza economica, i mercati finanziari internazionali hanno dato segni di stabilizzazione nel corso del 2012. Le quotazioni azionarie hanno segnato un incremento generalizzato e i premi per il rischio sovrano si sono ridotti, in particolar modo nei Paesi dell'area euro maggiormente esposti alle tensioni. La riduzione delle tensioni sui titoli di Stato ha anche favorito il miglioramento delle condizioni di finanziamento delle imprese riducendo il premio per il rischio richiesto.
Tale rischio rimane comunque legato soprattutto alle prospettive di crescita globale ed al processo di stabilizzazione delle economie in ambito europeo.

I principali indici azionari europei hanno chiuso il 2012 in positivo, a eccezione dell'indice spagnolo (Ibex35) che ha visto un decremento di circa il 5% nell'esercizio.
L'indice italiano FTSE Italia All Share ha chiuso il 2012 con una variazione positiva del +8,4%. Il mercato azionario



tedesco, rappresentato dal DAX, ha registrato un incremento consistente pari al 29,1%, l'indice francese CAC-40 ha guadagnato un 14,6% e, infine, l'indice di Londra FTSE100 ha registrato un incremento del 6,3%.

In questo contesto il settore delle *utility* europeo si è mosso in controtendenza registrando un leggero calo nel corso del 2012 (la variazione dell'indice STOXX 600 Utilities, che raggruppa le principali aziende per capitalizzazione quotate nei diversi listini europei, ha chiuso il 2012 con un calo del -1%).

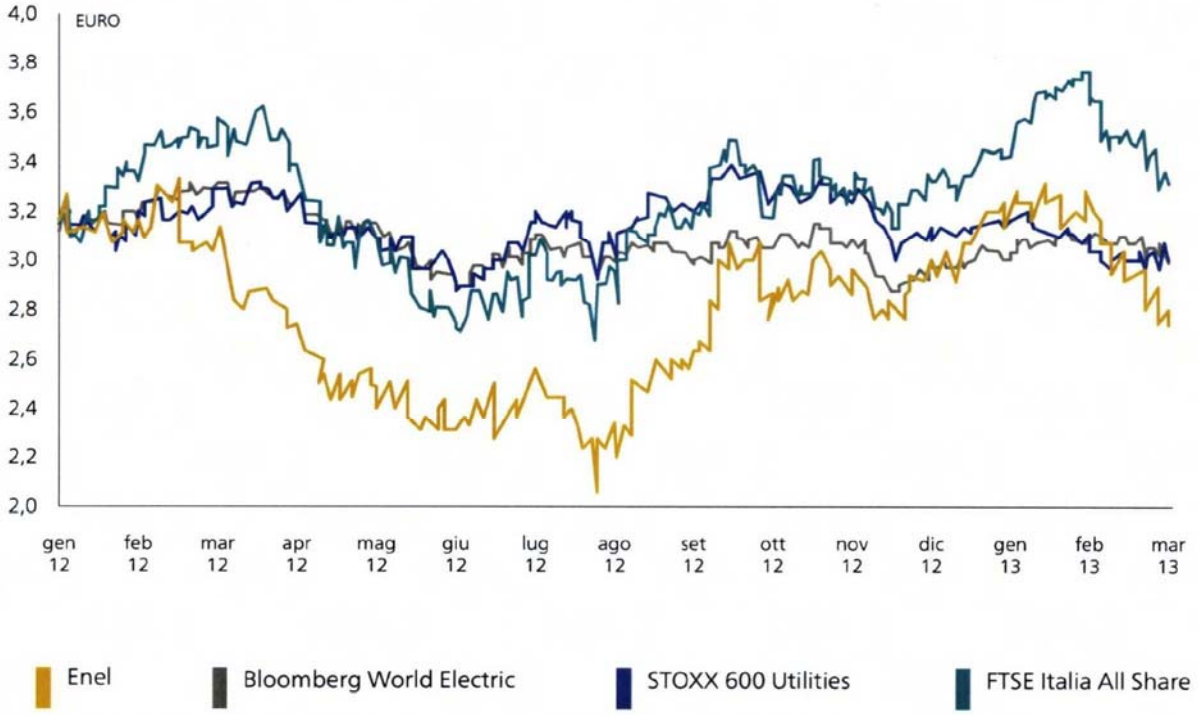
Per quanto riguarda il titolo Enel, l'esercizio 2012 si è chiuso sostanzialmente invariato rispetto allo scorso anno a quota 3,138 euro, in linea con l'andamento dell'indice settoriale, ma decisamente meglio dei principali *competitor* europei. Infatti, tutte le principali aziende del settore hanno chiuso in forte calo a eccezione di RWE (in particolare, E.ON ha registrato un calo del -15,5%; EDF del -26,6%; GDF-Suez del -27,0%; Iberdrola del -14,6%; e RWE è salita del +15,1%).
Il 21 giugno 2012 è stato pagato il saldo sul dividendo relativo agli utili 2011 per un importo pari a 16 centesimi di euro.

Al 31 dicembre 2012 l'azionariato Enel è composto per il 31,2% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 40,5% da investitori istituzionali e per il 28,3% da investitori individuali.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione *Investor Relations* (http://www.enel.com/it-IT/investor/), dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee, oltre 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 2012 al 1° marzo 2013



Fonte: Bloomberg.

Attività di Enel SpA

Enel SpA, nella propria funzione di *holding* industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società controllate e ne coordina l'attività. Le attività che Enel SpA, nell'ambito della propria funzione di indirizzo e coordinamento, presta nei confronti delle altre società del Gruppo possono essere così sintetizzate:

- *corporate governance*;
- finanza straordinaria e pianificazione finanziaria;
- *tax planning* e *strategy*;
- *risk assesment management*;
- *policy* legali;
- linee guida inerenti alla formazione manageriale e alle politiche retributive;
- rapporti istituzionali;
- linee guida in tema di *accounting*;
- *marketing* strategico.

Enel SpA svolge, inoltre, la funzione di tesoreria centrale e provvede alla copertura dei rischi assicurativi.

Si ricorda inoltre che, sino al 31 dicembre 2011, Enel SpA è stata titolare del contratto di importazione di energia elettrica con Alpiq (già Atel) sulla frontiera elvetica. Parte integrante dell'accordo con l'operatore svizzero era il "*Settlement Agreement*" che prevedeva essenzialmente, al verificarsi di determinate condizioni, una ripartizione al 50% tra Enel e Alpiq dei margini o delle perdite derivanti dalla gestione del contratto. L'energia importata in esecuzione di tale contratto veniva ceduta all'Acquirente Unico, a un prezzo stabilito, e destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela (ex mercato vincolato).

Fatti di rilievo del 2012

2 febbraio | Cessione di Terna

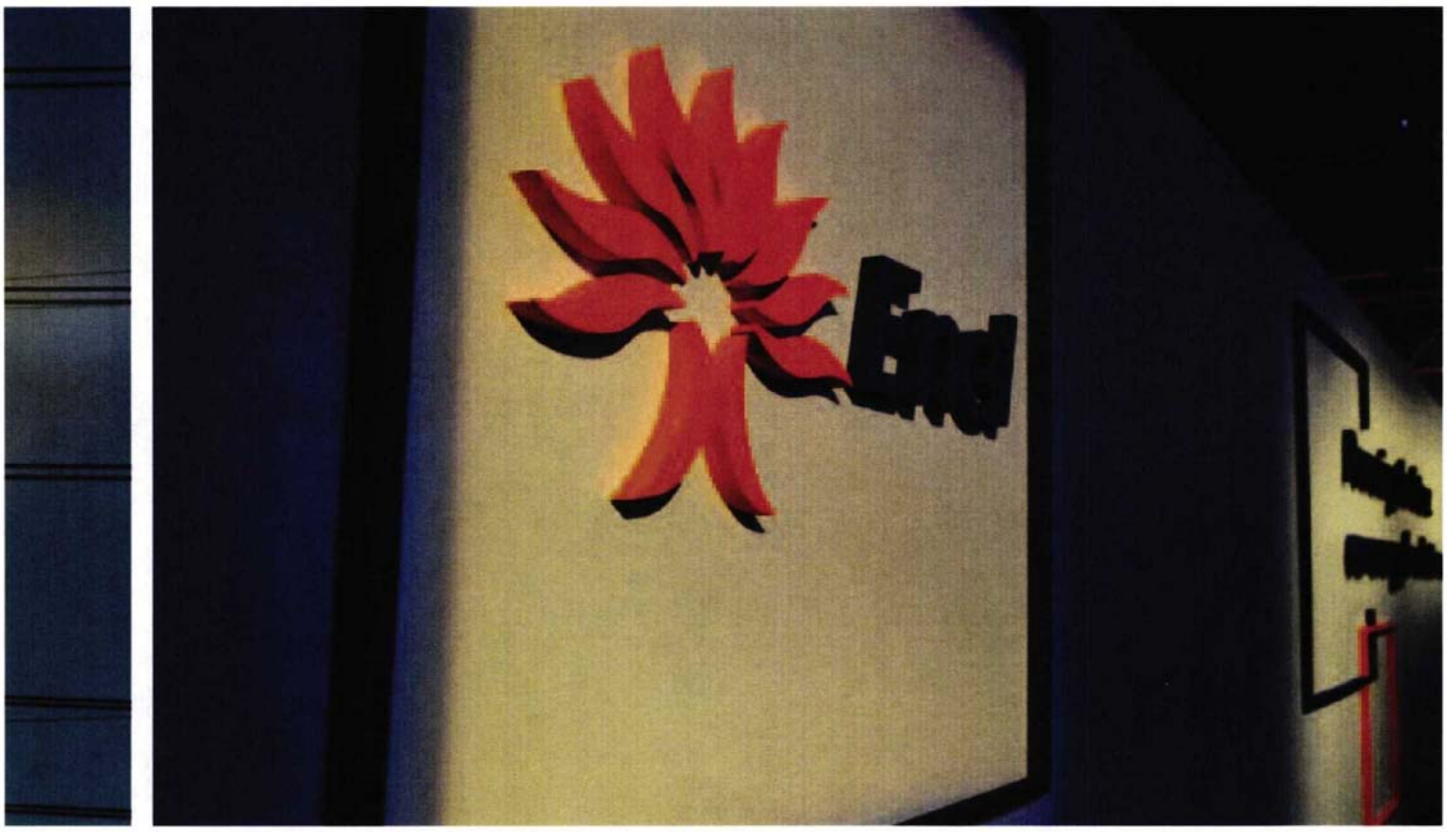
In data 2 febbraio 2012 Enel SpA ha concluso l'operazione, avviata nel giorno precedente, finalizzata alla cessione del totale della partecipazione posseduta in Terna, pari al 5,1% del relativo capitale sociale (102.384.037 azioni ordinarie), per un corrispettivo complessivo di 280,5 milioni di euro.

L'operazione, realizzata attraverso una procedura di *accelerated bookbuilding* rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri, si è chiusa a un prezzo finale di assegnazione pari a 2,74 euro per azione ed è stata successivamente regolata, in data 7 febbraio 2012, mediante consegna dei titoli e pagamento del corrispettivo.

Per finalizzare l'operazione Enel si è avvalsa di Banca IMI, J.P. Morgan, Mediobanca e UniCredit in qualità di *joint bookrunner*.

2 febbraio | Emissione obbligazionaria di 3,0 miliardi di euro riservata ai risparmiatori italiani

In data 2 febbraio 2012 la CONSOB ha autorizzato la pubblicazione del prospetto informativo relativo all'offerta pubblica e quotazione sul Mercato Telematico delle Obbligazioni e dei Titoli di Stato (MOT) delle obbligazioni Enel SpA a tasso fisso e a tasso variabile riservate al pubblico in Italia, per un valore complessivo massimo di 1,5 miliardi di euro estendibile sino a 3,0 miliardi di euro.



L'operazione è stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione di Enel del 9 novembre 2011 con l'obiettivo di destinare i proventi dell'offerta a finalità di gestione operativa generale del Gruppo, ivi incluso l'eventuale rifinanziamento del debito, nell'ambito della strategia di estensione della scadenza media del debito consolidato e al fine di ottimizzare il profilo delle relative scadenze a medio e lungo termine. Successivamente, in data 10 febbraio 2012, Enel, d'intesa con i Responsabili del Collocamento, ha comunicato di essersi avvalsa della facoltà di aumentare il valore nominale complessivo dell'offerta di obbligazioni riservate ai risparmiatori *retail* fino all'importo complessivo massimo di 3,0 miliardi di euro. L'offerta si è chiusa anticipatamente in data 13 febbraio 2012, a seguito dell'integrale collocamento dell'ammontare massimo di 3 milioni di obbligazioni del valore nominale di 1.000 euro ciascuna, con rimborso integrale del capitale alla scadenza.

L'ammontare complessivo emesso risulta essere pari a 2,5 miliardi di euro con riferimento alle obbligazioni a tasso fisso, assegnate a 126.172 investitori, e a 500 milioni di euro con riferimento alle obbligazioni a tasso variabile, assegnate a 30.037 investitori.

Le obbligazioni a tasso fisso pagano un tasso di interesse nominale annuo lordo pari al 4,875% e sono state emesse il 20 febbraio 2012 (scadenza 20 febbraio 2018) a un prezzo pari al 99,95% del loro valore nominale. Il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza è pari al 4,885%, determinato sommando un margine di 310 punti base al tasso *mid swap* a sei anni. Gli interessi maturati saranno corrisposti agli investitori annualmente in via posticipata.

Le obbligazioni a tasso variabile sono fruttifere di interessi che saranno corrisposti agli investitori semestralmente in via posticipata e calcolati al tasso variabile nominale annuo pari all'Euribor a sei mesi maggiorato di un margine

pari a 310 punti base; tali obbligazioni sono state emesse il 20 febbraio 2012 (scadenza 20 febbraio 2018) a un prezzo pari al 100% del loro valore nominale. A seguito della fissazione in data 16 febbraio dell'Euribor a sei mesi a 1,339%, il tasso nominale annuo della prima cedola pagata il 20 agosto 2012 è risultato pari a 4,439%.

Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit hanno agito in qualità di coordinatori dell'offerta e responsabili del collocamento. Le obbligazioni sono state collocate per il tramite del consorzio di collocamento e garanzia coordinato e diretto da Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, del quale fanno parte MPS Capital Services, Banca Akros e Centrobanca e al quale hanno partecipato banche e società di intermediazione mobiliare e altri intermediari autorizzati.
Le obbligazioni, per le quali Enel ha richiesto e ottenuto l'attribuzione del *rating* (rispettivamente Fitch: A-, Moody's: A3, Standard and Poor's: A-), sono state ammesse alla negoziazione sul MOT che garantisce un alto grado di liquidità, facilitando le negoziazioni sul mercato secondario.

8 marzo — Aggiornamento del *rating* Enel da parte di Standard & Poor's

L'agenzia Standard & Poor's in data 8 marzo 2012 ha comunicato di aver rivisto il *rating* a lungo termine di Enel SpA a "BBB+" (dal precedente "A-"). La stessa agenzia ha comunicato di aver confermato ad "A-2" il *rating* a breve termine di Enel. A seguito della rimozione del *credit watch* negativo, l'*outlook* è stato a sua volta classificato come stabile.
La modifica del *rating* di Enel riflette, in particolare, il deterioramento del quadro macroeconomico dei mercati italiano e spagnolo e l'aumento della volatilità dei margini nel settore della generazione di energia elettrica. Tale modifica si accompagna ad analoga revisione del profilo di credito *stand alone* della Società e fa seguito alla revisione del *rating* della Repubblica Italiana disposta da Standard & Poor's.
L'agenzia osserva infine che le misure che Enel sta implementando per contrastare gli effetti congiunturali contribuiranno a migliorare il profilo di rischio finanziario del Gruppo Enel, nonostante la debolezza delle prospettive economiche prevista dalla stessa Standard & Poor's con riferimento ai mercati italiano e spagnolo.

17 maggio — Aggiornamento del *rating* Enel da parte di Moody's

In data 17 maggio 2012 l'agenzia Moody's ha comunicato di aver rivisto il *rating* di Enel SpA a lungo termine a "Baa1" (dal precedente "A3"). La stessa agenzia ha altresì comunicato di aver confermato a "Prime-2" il *rating* a breve termine di Enel. L'*outlook* è stato modificato da negativo a stabile. La modifica del *rating* di Enel riflette, in particolare, la debolezza del quadro macroeconomico dei mercati italiano e spagnolo e la diminuzione dei margini nel settore della generazione di energia elettrica. Tale *rating* riflette, inoltre, le modifiche al quadro regolatorio e fiscale in Italia e Spagna.
In positivo, Moody's osserva che la Società ha allungato le scadenze del debito e aumentato la propria liquidità, che a oggi assicura la copertura integrale delle scadenze a tutto il 2014. Ciò attribuisce a Enel maggiore flessibilità nell'accesso alle fonti di finanziamento, pur nell'attuale contesto di volatilità dei mercati.

11 luglio — Accordo con le Associazioni dei Consumatori per il contributo straordinario alle famiglie interessate dall'emergenza neve

In data 11 luglio 2012 Enel e le Associazioni dei Consumatori (ACU, Adiconsum, Adoc, ADUSBEF, Assoconsum, Assoutenti, Casa del Consumatore, Cittadinanzattiva, Federconsumatori, Lega Consumatori, Movimento Consumatori, Movimento Difesa del Cittadino, Unione Nazionale Consumatori, aderenti al Consiglio Nazionale Consumatori e Utenti) hanno siglato un importante accordo che prevede un contributo straordinario per le famiglie colpite dai disagi causati dalle eccezionali nevicate del mese di febbraio 2012.
A titolo di responsabilità sociale d'impresa, Enel ha concordato con le Associazioni la corresponsione di un contributo economico per i disagi subiti per interruzioni superiori ai tre giorni e mezzo, in aggiunta a quanto previsto dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ARG/elt n. 198/11.
Il contributo, commisurato alla durata dell'interruzione, del valore di 90 euro ogni ulteriori 24 ore successive ai tre

giorni e mezzo, va ad aggiungersi ai 300 euro dell'indennizzo già previsto dalla delibera AEEG, fino a un massimo di 650 euro.

2 agosto — Aggiornamento del *rating* Enel da parte di Fitch

In data 2 agosto 2012 l'agenzia Fitch ha comunicato di aver rivisto il *rating* a lungo termine di Enel SpA a "BBB+" (dal precedente "A-"); la stessa agenzia ha altresì comunicato di aver confermato a "F2" il *rating* a breve termine di Enel. Entrambi i *rating* sono in *rating watch* negativo e la modifica riflette, in particolare, il deterioramento del quadro macroeconomico del mercato spagnolo, nonché le incertezze connesse all'evoluzione del quadro regolatorio e i ritardi registrati nella cartolarizzazione del *deficit* tariffario.

11 settembre — Deliberate emissioni obbligazionarie fino a un massimo di 5 miliardi di euro

In data 11 settembre 2012 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha deliberato una nuova autorizzazione all'emissione (da effettuarsi entro il 31 dicembre 2013) di uno o più prestiti obbligazionari, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 5 miliardi di euro, nell'ambito della strategia di estensione della scadenza media del debito consolidato e al fine di ottimizzare il profilo delle relative scadenze a medio e lungo termine. Tali prestiti potranno essere collocati presso investitori istituzionali ovvero presso il pubblico dei risparmiatori individuali ("*retail*"), in funzione delle opportunità offerte di volta in volta dal mercato.

Le emissioni potranno essere effettuate direttamente da parte di Enel ovvero da parte della controllata olandese Enel Finance International NV (con garanzia della Capogruppo), in relazione alle opportunità che questa seconda soluzione potrà offrire per il collocamento sui mercati esteri. Il Consiglio di Amministrazione ha disposto contestualmente la revoca dell'analoga deliberazione consiliare del 9 novembre 2011 con cui era stata autorizzata l'emissione entro il 31 dicembre 2012 di uno o più prestiti obbligazionari, facendo comunque salvi la validità e gli effetti dei prestiti emessi e delle garanzie prestate in attuazione di tale deliberazione.

8 ottobre — Effettuata sul mercato europeo un'emissione di obbligazioni per complessivi 2 miliardi di euro

In data 8 ottobre 2012 Enel SpA, attraverso la sua controllata Enel Finance International NV, ha collocato sul mercato europeo un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali per un totale di 2 miliardi di euro. L'emissione avviene in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione della stessa Enel SpA in data 11 settembre 2012, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*.

L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da Bank of America, Merrill Lynch, Barclays, Deutsche Bank, J.P. Morgan, Royal Bank of Scotland e Société Générale Corporate & Investment Banking nella qualità di *global coordinators* e Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, Credit Suisse, Goldman Sachs International, ING, Santander Global Banking and Markets e UBS Investment Bank nella qualità di *joint bookrunners*, ha raccolto adesioni per un importo superiore a 12 miliardi di euro ed è strutturata nelle seguenti *tranche* (tutte garantite da Enel SpA):

- 1 miliardo di euro a tasso 3,625% con scadenza 17 aprile 2018;
- 1 miliardo di euro a tasso 4,875% con scadenza 17 aprile 2023.

Entrambe le *tranche* sopra indicate sono quotate presso mercati regolamentati.

6 novembre — Aggiornamento del *rating* Enel da parte di Moody's

In data 6 novembre 2012 l'agenzia Moody's ha comunicato di aver rivisto il *rating* di Enel SpA a lungo termine a "Baa2" (dal precedente "Baa1"). La stessa agenzia ha altresì comunicato di aver confermato a "Prime-2" il *rating* a breve termine di Enel.

L'*outlook* è negativo.

Secondo Moody's, la modifica del *rating* di Enel riflette, in

particolare, le sfide macroeconomiche, politiche e regolatorie che le *utility* affrontano in Italia e Spagna, anche alla luce del *rating* assegnato al debito sovrano spagnolo ("Baa3", con *outlook* negativo) e italiano ("Baa2", con *outlook* negativo). La modifica del *rating* di Enel, secondo l'agenzia, riflette inoltre la diminuzione dei margini nel settore della generazione di energia elettrica, verificatasi principalmente in Italia, nonché le modifiche al quadro regolatorio e fiscale del settore elettrico in Spagna.

In positivo, Moody's osserva che Enel ha allungato le scadenze del debito e aumentato la propria liquidità, che a oggi assicura la copertura delle scadenze a tutto il 2014 e anche oltre. Ciò attribuisce a Enel maggiore flessibilità nell'accesso alle fonti di finanziamento, pur nell'attuale contesto di volatilità dei mercati.

Andamento economico-finanziario di Enel SpA

Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici della Società e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dalla Società e contenuti nel bilancio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento della società e rappresentativi dei risultati economici e finanziari.
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 le perdite di valore".

> *Attività immobilizzate nette*: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:
- delle "Attività per imposte anticipate";
- dei "Crediti finanziari verso terzi" e dei "Crediti verso imprese controllate" inclusi nella voce "Attività finanziarie non correnti";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- del "TFR e altri benefíci ai dipendenti";
- dei "Fondi rischi e oneri";
- delle "Passività per imposte differite".

> *Capitale circolante netto*: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:
- dei "Crediti finanziari" e dei "Finanziamenti verso imprese controllate" inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";
- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

> *Capitale investito netto*: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei fondi non precedentemente considerati, delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate.

> *Indebitamento finanziario netto*: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è definito come somma dei "Finanziamenti a lungo termine", delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", dei "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e dei crediti finanziari inclusi nelle "Attività finanziarie non correnti" e nelle "Attività finanziarie correnti". Più in generale, l'indebitamento finanziario netto è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, implementative 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.

Risultati economici

La gestione economica di Enel SpA degli esercizi 2012 e 2011 è sintetizzata nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	327,6	732,0	(404,4)
Altri ricavi e proventi	7,0	29,8	(22,8)
Totale	**334,6**	**761,8**	**(427,2)**
Costi			
Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo	2,1	360,8	(358,7)
Servizi e godimento beni di terzi	235,7	275,6	(39,9)
Costo del personale	120,4	117,8	2,6
Altri costi operativi	60,1	70,2	(10,1)
Totale	**418,3**	**824,4**	**(406,1)**
Margine operativo lordo	**(83,7)**	**(62,6)**	**(21,1)**
Ammortamenti e perdite di valore	13,2	33,3	(20,1)
Risultato operativo	**(96,9)**	**(95,9)**	**(1,0)**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni			
Proventi da partecipazioni	4.174,7	3.222,9	951,8
Proventi finanziari	1.600,2	2.826,3	(1.226,1)
Oneri finanziari	2.446,3	3.698,4	(1.252,1)
Totale	**3.328,6**	**2.350,8**	**977,8**
Risultato prima delle imposte	**3.231,7**	**2.254,9**	**976,8**
Imposte	(188,3)	(212,0)	23,7
UTILE DELL'ESERCIZIO	**3.420,0**	**2.466,9**	**953,1**

I **ricavi delle vendite e delle prestazioni**, complessivamente pari a 327,6 milioni di euro (732,0 milioni di euro nel 2011), si riferiscono essenzialmente a prestazioni rese alle società controllate nell'ambito della funzione di indirizzo e coordinamento e al riaddebito di oneri sostenuti da Enel SpA e di competenza delle controllate stesse. Il decremento complessivo, pari a 404,4 milioni di euro, rispetto al 2011, è riferibile principalmente al venir meno dei ricavi da vendita di energia connesso alla scadenza avvenuta in data 31 dicembre 2011 del contratto con Alpiq (374,4 milioni di euro), nonché ai minori ricavi per servizi resi alle società del Gruppo (30,4 milioni di euro).

Gli **altri ricavi e proventi**, pari a 7,0 milioni di euro, presentano un decremento di 22,8 milioni di euro rispetto all'esercizio 2011, da attribuire principalmente alla rilevazione nel precedente esercizio del provento generato dalla vendita della partecipazione detenuta in Deval SpA (21,1 milioni di euro).

I costi per **acquisti di energia elettrica e materiali di consumo**, pari a 2,1 milioni di euro, presentano un decremento di 358,7 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, dovuto per 359,0 milioni di euro al venir meno del citato contratto di importazione di energia elettrica con Alpiq.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi**, pari a 235,7 milioni di euro, sono attribuibili a terzi per 149,0 milioni di euro e a società del Gruppo per 86,7 milioni di euro. I costi riferibili a terzi sono relativi principalmente a spese di comunicazione, prestazioni professionali e tecniche, nonché a consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale. Gli oneri relativi a prestazioni rese da società del Gruppo sono riferibili essenzialmente a servizi informatici, amministrativi e di approvvigionamento, a canoni di locazione e formazione del personale ricevuti dalla controllata Enel Servizi, nonché a costi per personale di alcune società del Gruppo in distacco presso Enel SpA. Il decremento complessivo, pari a 39,9 milioni di euro, rispetto al 2011, è da ricondurre sostanzialmente ai minori costi per prestazioni ricevute da terzi (39,5 milioni di euro).

Il **costo del personale**, pari a 120,4 milioni di euro, a fronte di una consistenza media del personale di 852 unità (850 unità medie nel 2011), evidenzia un incremento di 2,6 milioni di euro, da ricondurre principalmente al maggior onere per esodo incentivato del personale.

Gli **altri costi operativi**, complessivamente pari a 60,1 milioni di euro, rilevano un decremento rispetto all'esercizio precedente di 10,1 milioni di euro, principalmente per minori accantonamenti a fondi rischi e oneri (5,9 milioni di euro) e minori contributi e quote associative essenzialmente a favore di enti e organizzazioni di categoria (2,7 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo**, negativo per 83,7 milioni di euro, evidenzia un decremento di 21,1 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli **ammortamenti e perdite di valore**, pari a 13,2 milioni di euro, includono gli ammortamenti delle attività materiali per 2,0 milioni di euro, immateriali per 9,2 milioni di euro e perdite di valore per 2,0 milioni di euro. La riduzione pari a 20,1 milioni di euro è connessa essenzialmente alla rilevazione nel 2011 dell'adeguamento di valore delle partecipazioni in Enel.NewHydro ed Enel Power per rifletterne il valore recuperabile (20,7 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, negativo per 96,9 milioni di euro, risulta sostanzialmente in linea con il precedente esercizio (negativo per 95,9 milioni di euro).

I **proventi da partecipazioni**, pari a 4.174,7 milioni di euro (3.222,9 milioni di euro nel 2011), si riferiscono ai dividendi deliberati nel 2012 dalle società controllate e dalle altre partecipate per complessivi 3.940,4 milioni di euro, nonché alla plusvalenza realizzata dalla cessione della partecipazione detenuta in Terna per 234,3 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti** ammontano a 846,1 milioni di euro ed evidenziano un decremento di 26,0 milioni di euro rispetto all'esercizio 2011. In particolare, la riduzione degli oneri netti riferiti a strumenti derivati su tassi di interesse (78,7 milioni di euro) è stata parzialmente compensata dalla riduzione degli interessi attivi e altri proventi su attività finanziarie correnti (14,7 milioni di euro), conseguente principalmente ai minori interessi attivi maturati sul conto corrente intersocietario, nonché dalla rilevazione nel 2011 di proventi netti, per 42,1 milioni di euro, connessi all'esercizio della "*bonus share*" concessa nel 2010 nell'ambito dell'offerta globale di vendita di azioni di Enel Green Power SpA.

Le **imposte sul reddito dell'esercizio** evidenziano un risultato positivo di 188,3 milioni di euro, per effetto principalmente della riduzione della base imponibile Ires connessa ai dividendi percepiti dalle società controllate (in regime di esclusione per il loro 95%). La stima delle imposte, inoltre, tiene conto della deducibilità degli interessi passivi di Enel SpA in capo al consolidato fiscale di Gruppo prevista dalle disposizioni in materia di Ires (art. 96 TUIR così come sostituito dalla legge n. 244 del 24 dicembre 2007 "Legge Finanziaria 2008"). L'incidenza sul risultato prima delle imposte nel 2012 è pari a -5,8% contro il -9,4% del 2011. Tale andamento risente essenzialmente sia del diverso ammontare nei due esercizi di riferimento dei dividendi percepiti dalle società controllate sia del provento, in regime di parziale esenzione d'imposta, derivante dalla cessione della quota di partecipazione detenuta in Terna SpA.

Il **risultato netto dell'esercizio** si attesta a 3.420,0 milioni di euro, a fronte di un utile dell'esercizio precedente di 2.466,9 milioni di euro.

Analisi della struttura patrimoniale

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	16,2	22,9	(6,7)
- partecipazioni	39.189,1	38.758,9	430,2
- altre attività/(passività) non correnti nette	(654,8)	(598,6)	(56,2)
Totale	**38.550,5**	**38.183,2**	**367,3**
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	477,8	573,5	(95,7)
- altre attività/(passività) correnti nette	(381,2)	(423,7)	42,5
debiti commerciali	(193,4)	(328,6)	135,2
Totale	**(96,8)**	**(178,8)**	**82,0**
Capitale investito lordo	**38.453,7**	**38.004,4**	**449,3**
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(333,2)	(350,2)	17,0
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	145,3	129,8	15,5
Totale	**(187,9)**	**(220,4)**	**32,5**
Capitale investito netto	**38.265,8**	**37.784,0**	**481,8**
Patrimonio netto	**25.828,0**	**24.190,0**	**1.638,0**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**12.437,8**	**13.594,0**	**(1.156,2)**

Le **attività immobilizzate nette** ammontano a 38.550,5 milioni di euro e presentano un incremento di 367,3 milioni di euro. Tale variazione è riferita principalmente:

- per 430,2 milioni di euro all'incremento netto del valore di carico delle partecipazioni, riconducibile essenzialmente alla ripatrimonializzazione della società controllata Enel Energy Europe SL (3.000,0 milioni di euro), i cui effetti sono parzialmente compensati dal rimborso da parte della società controllata Enel Distribuzione SpA della "Riserva da riduzione del capitale sociale" a titolo di dividendo straordinario (2.258,0 milioni di euro), dalla cessione della partecipazione detenuta in Terna SpA (265,7 milioni di euro) e dal decremento derivante dalla definitiva assegnazione a titolo gratuito delle azioni della società Enel Green Power SpA rientranti nella cosiddetta "*bonus share*" (47,0 milioni di euro);
- per 56,2 milioni di euro all'incremento delle "altre passività non correnti nette", da collegare essenzialmente al decremento delle attività finanziarie non correnti non incluse nell'indebitamento (226,4 milioni di euro), parzialmente bilanciato dalla riduzione del valore dei contratti derivati classificati nelle passività finanziarie non correnti (182,3 milioni di euro).

Il **capitale circolante netto** è negativo per 96,8 milioni di euro e registra un incremento di 82,0 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011. La variazione è riferibile:

- per 135,2 milioni di euro al decremento dei debiti commerciali essenzialmente verso terzi e correlati principalmente al venir meno delle forniture di energia in seguito alla scadenza del contratto con Alpiq;
- per 42,5 milioni di euro al decremento delle "altre passività correnti nette" per effetto principalmente della riduzione dell'esposizione netta per IVA di Gruppo (114,8 milioni di euro) e dell'azzeramento del debito, rilevato nel precedente esercizio, per la "*bonus share*" sulle azioni di Enel Green Power (47,2 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione del credito per imposte sul reddito di Enel SpA (106,3 milioni di euro);
- per 95,7 milioni di euro al decremento dei crediti commerciali, sostanzialmente dovuto al venir meno dei crediti verso l'Acquirente Unico a seguito della citata scadenza del contratto con Alpiq.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012 è pari a 38.265,8 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto per 25.828,0 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 12.437,8 milioni di euro.

Il **patrimonio netto** è pari a 25.828,0 milioni di euro al 31 dicembre 2012 e presenta un incremento di 1.638,0 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. In particolare, tale variazione è riferibile alla rilevazione dell'utile complessivo dell'esercizio 2012 per 3.142,6 milioni di euro, al netto della distribuzione del saldo del dividendo relativo all'esercizio 2011 per 1.504,6 milioni di euro (pari a 0,16 euro per azione).

L'**indebitamento finanziario netto** a fine esercizio è pari a 12.437,8 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari allo 0,48 (0,56 a fine 2011).

Analisi della struttura finanziaria

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

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	492,4	1.307,0	(814,6)
- obbligazioni	16.322,4	14.275,8	2.046,6
- quote accollate e finanziamenti ricevuti da società controllate	2.500,0	2.500,0	-
Indebitamento a lungo termine	*19.314,8*	*18.082,8*	*1.232,0*
- crediti finanziari verso terzi	(167,9)	(159,4)	(8,5)
- quote accollate e finanziamenti concessi alle società controllate.	(138,2)	(165,5)	27,3
Indebitamento netto a lungo termine	**19.008,7**	**17.757,9**	**1.250,8**
Indebitamento/(Disponibilità) a breve termine:			
- quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	808,9	4.113,3	(3.304,4)
- indebitamento a breve verso banche	137,6	636,4	(498,8)
- indebitamento a breve verso società del Gruppo	1.200,0	-	1.200,0
- *cash collateral* ricevuti	687,9	642,1	45,8
Indebitamento a breve termine	*2.834,4*	*5.391,8*	*(2.557,4)*
- quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine	(0,4)	(0,3)	(0,1)
- quota a breve dei finanziamenti accollati/concessi	(27,3)	(15,5)	(11,8)
- finanziamenti a breve concessi a società del Gruppo	-	(120,0)	120,0
- altri crediti finanziari a breve	(12,8)	(22,3)	9,5
- *cash collateral* versati	(622,7)	(593,1)	(29,6)
- posizione finanziaria netta a breve verso società del Gruppo	(2.281,5)	(6.972,5)	4.691,0
- disponibilità presso banche e titoli a breve	(6.460,6)	(1.832,0)	(4.628,6)
Indebitamento/(Disponibilità) netto a breve termine	**(6.570,9)**	**(4.163,9)**	**(2.407,0)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**12.437,8**	**13.594,0**	**(1.156,2)**

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2012 risulta pari a 12.437,8 milioni di euro e registra un decremento di 1.156,2 milioni di euro, come risultato di un incremento della posizione finanziaria netta creditoria a breve termine per 2.407,0 milioni di euro, parzialmente compensato dall'aumento dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine per 1.250,8 milioni di euro.

In particolare, la riduzione dell'indebitamento finanziario è imputabile principalmente:

> ai rimborsi naturali e volontari, per un ammontare complessivo di 1.987,4 milioni di euro, relativi alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro, di cui:
  - 1.156,4 milioni di euro relativi alla *tranche* scaduta nel mese di aprile 2012;
  - 831,0 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;

> al rimborso delle linee di credito bancarie per un ammontare complessivo di 1.900,0 milioni di euro;

> ai rimborsi delle *tranche* in scadenza di prestiti obbli-

gazionari per un ammontare complessivo di 1.057,5 milioni di euro.

- > ai minori utilizzi delle linee di credito bancarie a breve termine per complessivi 498,8 milioni di euro;
- > all'emissione di un prestito obbligazionario a tasso fisso e a tasso variabile, con scadenza 20 febbraio 2018, destinato a risparmiatori *retail* italiani, per un importo complessivo di 3.000,0 milioni di euro, le cui caratteristiche sono le seguenti:
  - 2.500,0 milioni di euro a tasso fisso del 4,875%;
  - 500,0 milioni di euro a tasso variabile;
- > all'utilizzo della linea di credito verso la società controllata Enel Finance International NV per complessivi 1.200,0 milioni di euro.

Si evidenzia che le disponibilità liquide, pari a 6.460,6 milioni di euro, presentano, rispetto al 31 dicembre 2011, un incremento di 4.628,6 milioni di euro strettamente correlato alla riduzione, pari a 4.691,0 milioni di euro, della posizione creditoria netta sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società controllate, riferibile principalmente ai rapporti con Enel Produzione (3.043,0 milioni di euro) ed Enel Distribuzione (1.979,7 milioni di euro). Tali andamenti risultano conseguenti al piano di rifinanziamento del Gruppo Enel volto ad allungare la vita media del debito anche attraverso un più attivo ruolo di Enel Finance International NV in qualità di finanziatore *intercompany*.

L'elevato livello di disponibilità liquide presso il sistema bancario rispecchia la strategia di Enel rivolta a fronteggiare l'acuirsi, nel corso dell'esercizio 2012, della crisi economica che ha colpito l'area euro.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	**1.832,0**	**2.117,0**	**(285,0)**
Cash flow da attività operativa	3.208,0	2.477,4	730,6
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(466,7)	(7,5)	(459,2)
Cash flow da attività di finanziamento	1.887,3	(2.754,9)	4.642,2
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	**6.460,6**	**1.832,0**	**4.628,6**

Il *cash flow* generato da attività operativa, positivo per 3.208,0 milioni di euro, a fronte di 2.477,4 milioni di euro dell'esercizio precedente, registra un incremento di 730,6 milioni di euro essenzialmente riconducibile ai maggiori dividendi incassati dalle società controllate.

Il *cash flow* generato dall'attività di investimento, negativo per 466,7 milioni di euro (negativo per 7,5 milioni di euro nell'esercizio precedente), si riferisce essenzialmente all'esborso relativo alla ripatrimonializzazione della società Enel Energy Europe (3.000,0 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incasso derivante dal rimborso da parte della società Enel Distribuzione della "Riserva da riduzione del capitale sociale" a titolo di dividendo straordinario (2.258,0 milioni di euro) e dalla cessione della partecipazione detenuta in Terna (280,5 milioni di euro).

Il *cash flow* da attività di finanziamento, positivo per 1.887,3 milioni di euro (negativo per 2.754,9 milioni di euro nel precedente esercizio), si riferisce principalmente alla liquidità derivante dal minor fabbisogno complessivo delle società del Gruppo sui conti correnti intersocietari (4.691,0 milioni di euro), dall'emissione di un prestito obbligazionario *retail* (3.000,0 milioni di euro) e dall'utilizzo della linea di credito verso la società controllata Enel Finance International (1.200,0 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla liquidità assorbita dai rimborsi di finanziamenti a lungo termine (5.058,5 milioni di euro), dai minori utilizzi delle linee di credito bancarie a breve termine (498,8 milioni di euro), nonché dal pagamento del saldo del dividendo 2011 (1.504,6 milioni di euro).

Nell'esercizio 2012 il fabbisogno generato dall'attività di investimento (466,7 milioni di euro) è stato ampiamento coperto dalla liquidità generata dall'attività operativa (3.208,0 milioni di euro) e dall'attività di finanziamento (1.887,3 milioni di euro). Conseguentemente le disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 31 dicembre 2012 risultano pari a 6.460,6 milioni di euro a fronte di 1.832,0 milioni di euro di inizio esercizio.

Risultati delle principali società controllate

Enel Produzione SpA

Nel corso del 2012 Enel Produzione ha immesso in rete energia per 59,3 TWh, (63,1 TWh nel 2011), di cui 48,4 TWh da fonte termoelettrica e 10,9 TWh da fonte idroelettrica.
Rispetto all'esercizio precedente l'energia immessa in rete è diminuita di 3,8 TWh.
La variazione è dovuta sia alla riduzione della produzione da fonte termoelettrica (2,3 TWh), in parte contenuta dal maggior funzionamento degli impianti a carbone, sia alla diminuzione della produzione da fonti rinnovabili (1,5 TWh) anche in relazione alla minore idraulicità del 2012 rispetto al 2011.
Le vendite di energia, inclusive delle quantità acquistate da SE Hydropower e SF Energy (complessivamente pari a 2,4 TWh), sono state effettuate con contratti bilaterali, principalmente con Enel Trade, per 52,4 TWh (84,9%), in Borsa per 8,9 TWh (14,5%), mentre la restante parte pari a 0,4 TWh (0,6%) si riferisce a energia incentivata.
Le emissioni di CO_2 nel 2012 sono state pari a 38,2 milioni di tonnellate a fronte di quote assegnate al 31 dicembre 2012 per 32,0 milioni di tonnellate.

I principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società nel corso del 2012 sono:

- la sottoscrizione, in data 9 marzo 2012, della quota di propria competenza (1,7 milioni di euro) dell'aumento di capitale deliberato dalla collegata Compagnia del Porto di Civitavecchia SpA. Il citato aumento è stato liberato in parte (1,0 milione di euro) rinunciando al rimborso di un finanziamento erogato da Enel Produzione nel 2011 e per la restante parte tramite versamento;
- l'acquisto e la vendita del 4,5% del capitale sociale della collegata Alpe Adria Energia SpA, in esecuzione dell'accordo raggiunto nel mese di marzo 2012 dai soci per consentire l'uscita del socio Verbund Italia SpA e l'ingresso del nuovo socio Burgo Group SpA. Per effetto di questa operazione, Enel Produzione ha realizzato una plusvalenza di 0,05 milioni di euro mantenendo inalterata la propria quota di partecipazione nel capitale della società pari al 40,5%;
- la ripresa del servizio, in data 5 dicembre 2012, della sezione a biomasse della centrale del Mercure (in Calabria), dopo un lungo periodo di fermata, iniziato nel 2005, per aspetti autorizzativi;
- la stipula, in data 25 ottobre 2012, di un contratto di finanziamento a lungo termine con Enel Finance International NV dell'importo di 2.000,0 milioni di euro con lo scopo di riequilibrare la struttura finanziaria della società, rifinanziando con fonti di lungo periodo la quota di indebitamento a breve che eccede il fabbisogno derivante dalla gestione operativa;
- la stipula, nel mese di dicembre 2012, di una *Revolving Facility Agreement* a breve termine con Enel Finance International NV, dell'importo complessivo di 1.000,0 milioni di euro per l'implementazione del "*New Group Financial Model*".

I **ricavi** dell'esercizio 2012, complessivamente pari a 7.186,7 milioni di euro (7.346,6 milioni di euro nel 2011), si riferiscono essenzialmente a:

- ricavi per vendite di energia elettrica a clienti terzi per 3.168,9 milioni di euro (3.904,0 milioni di euro nel 2011), in diminuzione di 735,1 milioni di euro principalmente a seguito delle minori quantità vendute;
- ricavi per vendite di energia elettrica a società del Gruppo per 3.871,0 milioni di euro (2.825,4 milioni di euro nel 2011), in aumento di 1.045,6 milioni di euro, da attribuire essenzialmente ai maggiori quantitativi venduti con contratti bilaterali a Enel Trade;
- ricavi per lavori in corso su ordinazione per 33,8 milioni di euro (26,5 milioni di euro nel 2011) relativi alle commesse in corso di realizzazione;
- altri ricavi e proventi per 97,8 milioni di euro (470,3 milioni di euro nel 2011), in diminuzione di 372,5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente principalmente per effetto sia delle minori plusvalenze realizzate (223,6 milioni di euro) sia dei minori ricavi connessi al riconoscimento delle quote di CO_2 assegnate a impian-

ti nuovi entranti (159,9 milioni di euro) che nel 2011 comprendevano anche ricavi di competenza del 2010.

I **costi operativi** dell'esercizio 2012 si sono attestati a 6.635,8 milioni di euro (6.108,7 milioni di euro nel 2011), registrando un incremento complessivo di 527,1 milioni di euro, da riferirsi principalmente:

- ai maggiori costi per acquisto di materie prime e materiali di consumo per 241,8 milioni di euro, essenzialmente connessi all'incremento dei costi per acquisti di energia elettrica (324,1 milioni di euro), in parte compensati dai minori costi per acquisto di combustibili (96,1 milioni di euro);
- all'incremento degli altri costi operativi per 187,7 milioni di euro, dovuto principalmente ai maggiori oneri per emissione di CO_2 riferiti per 80,5 milioni di euro ad acquisti di CERs e per 41,3 milioni di euro a certificati verdi, nonché ai maggiori costi per l'IMU rispetto all'ICI per 46,0 milioni di euro;
- all'incremento del costo del personale per 61,4 milioni di euro dovuto in gran parte a partite non ricorrenti che lo hanno incrementato nel 2012 e diminuito nel 2011; ai maggiori costi per servizi per 51,4 milioni di euro connessi principalmente all'incremento dei corrispettivi accessori alle vendite di energia (26,1 milioni di euro), dei costi per manutenzioni e riparazioni (17,6 milioni di euro), nonché delle spese per lo smaltimento delle ceneri, del gesso, delle polveri e altri rifiuti (11,7 milioni di euro);
- al decremento degli ammortamenti e perdite di valore per 18,8 milioni di euro per effetto essenzialmente dei maggiori ripristini di valore che, riferiti per 41,2 milioni di euro alla centrale del Mercure, svalutata nel 2008 e riattivata nel mese di dicembre 2012, dopo la trasformazione da olio combustibile a biomasse, hanno più che compensato l'incremento delle perdite di valore e degli ammortamenti relativo all'adeguamento del valore della partecipazione detenuta in Compagnia del Porto di Civitavecchia SpA al valore della frazione di patrimonio netto posseduta (12,1 milioni di euro).

I **proventi netti da gestione del rischio *commodity*** sono risultati pari a 15,2 milioni di euro (118,2 milioni di euro nel 2011) e presentano una diminuzione di 103,0 milioni di euro per effetto essenzialmente della variazione negativa degli esiti delle coperture del prezzo delle *commodity* (407,5 milioni di euro), in parte compensati dalla variazione positiva degli esiti delle coperture del cambio connesso alle *commodity* (237,5 milioni di euro) e dai maggiori esiti sulle coperture dei corrispettivi di congestione (63,7 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, pari a 566,1 milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato nel 2011, evidenzia un decremento di 790,0 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni** ammontano a 111,2 milioni di euro (73,7 milioni di euro nel 2011) ed evidenziano un incremento di 37,5 milioni di euro. Tale variazione deriva principalmente dai maggiori interessi passivi maturati sui finanziamenti ricevuti per 12,1 milioni di euro, dall'adeguamento del valore attuale dei fondi per 13,6 milioni di euro e dal decremento dei proventi netti da partecipazioni per 5,1 milioni di euro, a seguito dei minori dividendi ricevuti nel 2012 rispetto al 2011.

L'**utile dell'esercizio**, al netto delle imposte di competenza pari a 232,5 milioni di euro, si attesta a 222,4 milioni di euro (788,7 milioni di euro nel 2011).

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 344,9 milioni di euro (411,3 milioni di euro nel 2011).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012, pari a 10.617,3 milioni di euro (11.313,1 milioni di euro al 31 dicembre 2011), è costituito da attività immobilizzate nette per 11.368,2 milioni di euro, dal capitale circolante netto negativo per 253,0 milioni di euro, da fondi diversi e imposte differite nette per 497,9 milioni di euro.
Tale capitale investito è coperto dal **patrimonio netto** per 6.173,9 milioni di euro (6.843,9 milioni di euro al 31 dicembre 2011), e dall'**indebitamento finanziario netto** per 4.443,4 milioni di euro (4.469,2 milioni di euro al 31 dicembre 2011).
L'indice "*debt to equity*" passa dal 65,3% al 31 dicembre 2011 al 72,0% del 31 dicembre 2012.

La **consistenza del personale** in forza al 31 dicembre 2012 è pari a 5.564 unità a fronte di 5.808 unità al 31 dicembre 2011.

Enel Green Power SpA

Enel Green Power è la società italiana del Gruppo Enel costituita in data 1° dicembre 2008 per sviluppare e gestire le attività di generazione di energia da fonti rinnovabili in coerenza con le strategie del Gruppo.

Nel corso del 2012 Enel Green Power SpA ha immesso in rete energia per 11,3 TWh (11,6 TWh nel 2011), di cui 5,3 TWh da fonte idroelettrica (5,7 TWh nel 2011), 5,2 TWh da fonte geotermica (5,3 TWh nel 2011) e 0,8 TWh (0,6 TWh nel 2011) da altre fonti (eolico e fotovoltaico). Rispetto all'esercizio precedente, l'energia immessa in rete è diminuita del 2,8% a fronte sostanzialmente del decremento della produzione idroelettrica, conseguente a una minore disponibilità della risorsa, e di quella da fonte geotermica derivante dal diverso perimetro delle centrali, in parte bilanciato dall'incremento della produzione da fonte eolica dovuto sia alle buone *performance* dei parchi eolici sia alla maggiore disponibilità della risorsa nell'anno, nonché dall'aumentata produzione fotovoltaica da collegare alla maggiore capacità installata.

Le vendite di energia sono state effettuate principalmente in Borsa per 6,2 TWh (6,3 TWh nel 2011) e con contratti bilaterali per 4,9 TWh (5,1 TWh nel 2011), essenzialmente con la società Enel Trade. Infine, le vendite di energia elettrica a prezzo incentivato al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) sono state pari a 0,2 TWh (0,2 TWh nel 2011).

I principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società nel corso del 2012 sono:

- la ripatrimonializzazione, per un importo pari a 683,0 milioni di euro, della controllata Enel Green Power International BV, al fine di dotare quest'ultima della disponibilità finanziaria per procedere alla ripatrimonializzazione di Enel Green Power North America Inc. (381,0 milioni di euro), Enel Green Power Romania Srl (262,0 milioni di euro), Enel Brasil Participações Ltda (25,0 milioni di euro), Enel Chile (11,0 milioni di euro), Enel Green Power Jeotermal Enerji Yatirimlari AŞ (4,0 milioni di euro);
- l'acquisizione del 22,2% della partecipazione in PH Chucas SA, avvenuta in parte direttamente e in parte indirettamente tramite la controllata Enel Green Power International BV, successivamente ripatrimonializzata per 44,0 milioni di euro.

I **ricavi** dell'esercizio 2012 sono complessivamente pari a 1.284,1 milioni di euro (1.216,7 milioni di euro nel 2011) e sono riferiti a ricavi da vendita e trasporto di energia per 871,0 milioni di euro (872,4 milioni di euro nel 2011), a ricavi da vendita di certificati verdi per 220,7 milioni di euro (212,8 milioni di euro nel 2010), nonché ad altre vendite, prestazioni di servizi e altri ricavi per 192,4 milioni di euro (131,5 milioni di euro nel 2011).

I **costi operativi** si sono attestati a 806,7 milioni di euro (717,0 milioni di euro nel 2011) e si riferiscono essenzialmente per 333,5 milioni di euro agli ammortamenti e perdite di valore (316,0 milioni di euro nel 2011), per 211,4 milioni di euro a costi per servizi (206,1 milioni di euro nel 2011), per 140,8 milioni di euro al costo del personale (128,3 milioni di euro nel 2011) e per 104,5 milioni di euro a costi per materie prime e materiali di consumo (61,2 milioni di euro nel 2011).
L'aumento dei costi operativi rispetto all'esercizio precedente, pari a 89,7 milioni di euro, riflette principalmente l'incremento dei costi per materie prime e materiali di consumo acquistati per le controllate, il maggior costo del personale in linea con l'aumentata consistenza media e l'incremento degli altri costi operativi, nonché i maggiori ammortamenti e perdite di valore.

Gli **oneri netti da gestione del rischio *commodity***, pari a 5,2 milioni di euro (oneri netti per 6,6 milioni di euro nel 2011), si riferiscono agli oneri netti realizzati su contratti derivati sul prezzo dell'energia ceduta in Borsa, chiusi nell'esercizio 2012.

Il **risultato operativo** risulta pari a 472,2 milioni di euro (493,1 milioni di euro nel 2011).

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 44,4 milioni di euro (53,2 milioni di euro nel 2011), si riferiscono per 86,8 milioni di euro (70,9 milioni di euro nel 2011) a oneri finanziari netti e per 42,4 milioni di euro (17,7 milioni di euro nel 2011) a proventi da partecipazioni.
Gli oneri finanziari netti e da partecipazioni si decrementano di 8,8 milioni di euro per effetto dei maggiori pro-

venti da partecipazioni per 24,7 milioni di euro, rappresentati dai dividendi dell'esercizio 2011 distribuiti dalle società controllate da Enel Green Power SpA, in parte compensati dall'incremento per 15,9 milioni di euro degli oneri finanziari netti sulle linee di credito concesse da Enel Green Power International BV.

L'**utile dell'esercizio**, al netto delle imposte di competenza pari a 192,3 milioni di euro, si attesta a 235,5 milioni di euro, in riduzione di 11,7 milioni di euro rispetto al 2011.

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 295,6 milioni di euro (339,4 milioni di euro nel 2011).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012, pari a 9.281,7 milioni di euro (8.571,8 milioni di euro al 31 dicembre 2011), risulta costituito da attività immobilizzate nette per 9.043,6 milioni di euro (8.530,7 milioni di euro al 31 dicembre 2011), dal capitale circolante netto per 199,4 milioni di euro (4,2 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e dai fondi diversi e imposte differite nette per 38,7 milioni di euro (36,9 milioni di euro al 31 dicembre 2011).
Tale capitale investito risulta finanziato per 6.507,9 milioni di euro da mezzi propri (70,1%) e per 2.773,8 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (29,9%).

Al 31 dicembre 2012 il **patrimonio netto** risulta pari a 6.507,9 milioni di euro e rileva, rispetto al 31 dicembre 2011, un incremento di 111,6 milioni di euro riconducibile essenzialmente al risultato netto positivo conseguito nell'esercizio (235,5 milioni di euro), parzialmente compensato dalla distribuzione del dividendo 2011 (124,0 milioni di euro).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2012 è pari a 1.873 unità a fronte di 1.756 unità al 31 dicembre 2011.

Enel Distribuzione SpA

Enel Distribuzione SpA, a partire dal 1° gennaio 2008, a seguito della scissione parziale del ramo relativo alle attività di vendita, in linea con le disposizioni del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella legge n. 125 del 3 agosto 2007, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, svolge esclusivamente l'attività di trasporto e misura dell'energia elettrica sul territorio nazionale.

Nel corso del 2012 la società si è rivolta a circa 31,7 milioni di clienti del mercato finale (libero, di salvaguardia e di maggior tutela) ai quali ha distribuito complessivamente 238,2 TWh (245,6 TWh dato *pro forma* del 2011). La riduzione dell'energia distribuita, pari al 3,0%, riflette la riduzione della domanda di energia elettrica in Italia che, nel 2012, è stata pari a 325,3 TWh rispetto ai 334,6 TWh dell'anno precedente.

I principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società nel corso del 2012 sono:

- la diluizione, con efficacia 20 febbraio 2012, della quota di partecipazione detenuta in Enel Rete Gas SpA, passata dal 19,9% al 14,8%, a seguito della mancata sottoscrizione dell'aumento di capitale sociale destinato a Enel Distribuzione SpA, prevedendo comunque la possibilità per la società di ristabilire entro 18 mesi la propria quota di partecipazione mediante la sottoscrizione di uno o più aumenti di capitale sociale;
- la distribuzione, in data 20 aprile 2012, alla controllante Enel SpA di un dividendo straordinario pari a 3.400,0 milioni di euro, di cui 2.258,0 milioni di euro a titolo di rimborso della "Riserva da riduzione del capitale sociale" e portato dalla Capogruppo a riduzione del valore di carico della partecipazione detenuta in Enel Distribuzione SpA, unitamente al dividendo ordinario sull'utile 2011 pari a 1.865,7 milioni di euro.

Inoltre, tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2012 si segnalano:

- l'erogazione, nel mese di gennaio 2012, da parte della Cassa Depositi e Prestiti (Cdp) di un finanziamento di 340,0 milioni di euro, rappresentante la seconda estensione, sottoscritta in data 13 dicembre 2011, dell'originario "Contratto Quadro di Finanziamento" stipulato in data 23 aprile 2009 tra la società e Cdp;
- la sottoscrizione, in data 17 aprile 2012 e 26 ottobre

2012, con la società Enel Finance International NV di due contratti di finanziamento di durata decennale, rispettivamente di 3.500,0 milioni di euro e 2.000,0 milioni di euro;

- la sottoscrizione, in data 25 luglio 2012, con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) di un contratto di finanziamento denominato "Efficienza Rete III B", di complessivi 380,0 milioni di euro. Tale finanziamento a copertura degli investimenti per il periodo 2012-2014 avrà scadenza nel 2032 ed è stato erogato nel mese di settembre 2012 per 300,0 milioni di euro e nel mese di dicembre 2012 per 80,0 milioni di euro.

I **ricavi** dell'esercizio 2012 sono complessivamente pari a 7.969,6 milioni euro (7.348,9 milioni di euro nel 2011) e sono riferiti a:

- ricavi relativi al trasporto di energia, che, tenuto anche conto dell'effetto dei meccanismi di perequazione, sono stati complessivamente pari a 5.951,6 milioni di euro (5.895,4 milioni di euro nel 2011). Rispetto all'esercizio precedente si evidenzia una variazione positiva di 56,2 milioni di euro riconducibile principalmente all'effetto positivo della revisione delle tariffe (delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas - AEEG n. 157/12), pari a 141,5 milioni di euro, in parte compensato dall'effetto negativo, pari a 98,5 milioni di euro, della riclassifica, in parte nella voce "Altri ricavi" per 56,0 milioni di euro, relativamente alla quota 2012 del rimborso alla società degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) già sostenuti e per la rimanente parte, pari a 42,5 milioni di euro, nella voce "Proventi finanziari" con riferimento alla remunerazione finanziaria per l'esercizio 2012 determinata sull'intero importo riconosciuto;
- altri ricavi, per 2.018,0 milioni di euro (1.453,5 milioni di euro nel 2011), in aumento di 564,5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, essenzialmente per l'effetto combinato dell'iscrizione nel 2012, in un'unica soluzione, del rimborso a Enel Distribuzione SpA degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) in virtù della delibera dell'AEEG n. 157/12, pari a 615,5 milioni di euro, dell'aumento per 63,3 milioni di euro dei contributi sui Titoli di Efficienza Energetica, della riduzione per 79,7 milioni di euro dei contributi di connessione, nonché dei minori premi sulla continuità del servizio, pari a 59,4 milioni di euro.

I **costi operativi**, pari a 4.846,0 milioni di euro (4.119,5 milioni di euro nel 2011 *restated*), evidenziano un aumento di 726,5 milioni di euro derivante principalmente:

- dall'aumento del costo del personale per 273,6 milioni di euro derivante essenzialmente dall'aumento degli oneri per incentivi all'esodo, pari a 154,9 milioni di euro, dal rilascio nel 2011 del costo del piano a benefici definiti "sconto energia", a seguito degli Accordi sindacali raggiunti, pari a 84,4 milioni di euro, e dall'iscrizione del costo connesso al piano di accompagnamento graduale alla pensione, pari a 17,3 milioni di euro;
- dall'incremento degli altri costi operativi per 355,1 milioni di euro, connessi sostanzialmente ai maggiori accantonamenti ai fondi rischi e oneri per 339,6 milioni di euro e all'aumento dei costi relativi ai Titoli Efficienza Energetica per 57,7 milioni di euro, derivante essenzialmente dal maggior numero di titoli da annullare per l'intero obbligo 2012 rispetto a quello del 2011;
- dai maggiori costi per acquisti di materiali destinati alla vendita a terzi, pari a 35,0 milioni di euro;
- dall'incremento degli ammortamenti e perdite di valore, pari a 87,8 milioni di euro, a fronte essenzialmente di una maggiore svalutazione dei crediti effettuata nel 2012 rispetto all'esercizio precedente (51,3 milioni di euro);
- dal minor costo di trasporto dell'energia, pari a 50,8 milioni di euro, derivante essenzialmente dall'eliminazione, a partire dall'esercizio 2012, dell'applicazione della componente CTR all'energia immessa dai produttori nelle reti di distribuzione e dalla contrazione dei volumi di energia prelevata dalla Rete di Trasmissione Nazionale.

Il **risultato operativo** del 2012, pari a 3.123,6 milioni di euro (3.229,4 milioni di euro nel 2011 *restated*), evidenzia un decremento di 105,8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 342,7 milioni di euro (174,9 milioni di euro nel 2011), evidenziano un aumento pari a 167,8 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento degli interessi passivi per 193,0 milioni di euro sui finanziamenti ricevuti, nel corso dell'esercizio, da Cdp, BEI ed Enel Finance International NV.

Il **risultato netto dell'esercizio** è pari a 1.625,3 milioni di euro (1.830,6 milioni di euro nel 2011 *restated*), al netto delle imposte sul reddito dell'esercizio pari a 1.155,6 milioni di euro (1.223,9 milioni di euro nel 2011 *restated*).

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 1.470,2 milioni di

euro (1.342,8 milioni di euro nel 2011 *restated*).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012, pari a 11.179,6 milioni di euro (11.134,3 milioni di euro al 31 dicembre 2011 *restated*), è costituito da attività immobilizzate nette per 14.861,3 milioni di euro, dal capitale circolante netto negativo per 2.599,3 milioni di euro e da fondi diversi e imposte differite nette per 1.082,4 milioni di euro.
Risulta finanziato per 5.179,0 milioni di euro da mezzi propri (46,3%) e per 6.000,6 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (53,7%).

La consistenza del personale al 31 dicembre 2012 è pari a 18.309 unità a fronte di 18.637 unità al 31 dicembre 2011.

Enel Servizio Elettrico SpA

La società, costituita in data 13 settembre 2007, in osservanza del decreto legge del 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per il rispetto di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (convertito nella legge 3 agosto 2007, n. 125), ha come oggetto sociale l'esercizio dell'attività di vendita di energia elettrica ai clienti in regime di maggior tutela, ossia ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro. Fino al 30 aprile 2008 la società ha anche svolto attività di vendita ai clienti in regime di salvaguardia, ossia a quei clienti finali diversi dai clienti domestici e dalle piccole imprese che non abbiano scelto un proprio fornitore nel mercato libero o che si trovino senza fornitore. Tali clienti, come previsto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) con la delibera n. 337/07, sono stati assegnati mediante procedure concorsuali, dal 1° maggio 2008, a società di vendita di energia elettrica sul mercato libero.

La richiesta di energia elettrica in Italia nel corso del 2012 è stata pari a 325,3 TWh, il 2,8% in meno rispetto al 2011. L'energia venduta nell'esercizio da Enel Servizio Elettrico SpA è stata complessivamente pari a 60,3 TWh, da riferirsi esclusivamente al servizio di maggior tutela.

Nel corso del 2012 l'AEEG, con delibera 583/2012/R/EEL, ha introdotto nuovi criteri per la determinazione della componente RCV già a partire dall'esercizio 2012, riconoscendo agli esercenti la maggior tutela una maggiore remunerazione dell'*unpaid ratio*, distinguendola per tipologia di clientela e ambito geografico; nel 2012 tale meccanismo di compensazione degli oneri connessi alla morosità ha determinato maggiori ricavi per 61,2 milioni di euro.

Nel corso dell'esercizio Enel Servizio Elettrico SpA ha continuato a effettuare operazioni, alcune delle quali già avviate nel 2011, di cessioni *pro soluto* di tipo *revolving* di parte dei propri crediti commerciali iscritti nei confronti della clientela *mass market,* che nel 2012 hanno avuto per oggetto crediti per fatture emesse per 13.522,4 milioni di euro e crediti per fatture da emettere per 1.604,0 milioni di euro.
Tali crediti, al netto di un costo complessivo dell'operazione di 217,3 milioni di euro, per 14.786,0 milioni di euro sono stati incassati nel 2012 e per la parte restante, pari a 123,1 milioni di euro, sono stati riclassificati nei "Crediti finanziari e titoli a breve termine".

I **ricavi** dell'esercizio 2012 sono complessivamente pari a 10.097,7 milioni di euro e si riferiscono principalmente a ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica per 9.406,0 milioni di euro, nonché a contributi di allacciamento alle reti elettriche per 407,0 milioni di euro. Rispetto al 2011 rilevano un incremento, pari a 30,8 milioni di euro, da riferirsi essenzialmente all'incremento degli altri ricavi sia verso Enel Distribuzione SpA, conseguentemente ai rimborsi per interruzione del servizio effettuati ai clienti per conto del distributore (59,2 milioni di euro), ai sensi della delibera AEEG n. 333/07, sia verso terzi relativamente al "corrispettivo di morosità" istituito dall'AEEG con la delibera n. 219/10 (4,1 milioni di euro), all'aumento dei ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica (8,4 milioni di euro) connesso all'incremento dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione della vendita, nonchè ai maggiori ricavi per contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico (4,4 milioni di euro); effetti parzialmente compensati dal decremento dei ricavi per contributi di allacciamento alle reti elettriche, inclusi i rimborsi spese per riattivazione degli utenti morosi (48,3 milioni di euro).

I **costi operativi**, pari a 10.084,1 milioni di euro, si riferiscono sostanzialmente per 5.993,9 milioni di euro all'acquisto di energia elettrica, principalmente nei confronti dell'Acquirente Unico (5.991,1 milioni di euro), e per 3.512,0 milioni di euro a costi per servizi, di cui 3.356,1 milioni di euro verso società del Gruppo, legati essenzialmente al trasporto di energia (2.844,3 milioni di euro) e al servizio di connessione alle reti (295,1 milioni di euro). La variazione in aumento dei costi operativi rispetto all'esercizio precedente, pari a 64,0 milioni di euro, è da riferirsi essenzialmente:

- all'incremento dei costi per ammortamenti e perdite di valore (87,4 milioni di euro), legati principalmente all'aumento degli accantonamenti al fondo svalutazione crediti; all'incremento degli altri costi operativi (86,4 milioni di euro), connesso ai maggiori accantonamenti ai fondi rischi e oneri nonché ai costi per i rimborsi spettanti ai clienti per le interruzioni estese; all'incremento del costo del personale (26,4 milioni di euro) e dei costi per vettoriamento dell'energia elettrica nei confronti delle società del Gruppo (17,4 milioni di euro);
- alla riduzione degli acquisti di energia elettrica nei confronti dell'Acquirente Unico (111,3 milioni di euro), nonché alla diminuzione dei costi per contributi di allacciamento e in conto impianti verso Enel Distribuzione SpA (50,9 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, positivo per 13,6 milioni di euro, presenta un decremento di 33,2 milioni di euro rispetto all'esercizio 2011.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 13,7 milioni di euro, accolgono oneri finanziari per 63,6 milioni di euro, proventi finanziari per 49,8 milioni di euro e proventi da partecipazioni per 0,1 milioni di euro. Gli oneri finanziari netti presentano, rispetto al 2011, un incremento pari a 12,4 milioni di euro essenzialmente riconducibile all'incremento degli oneri finanziari sulle operazioni di cessione *pro soluto* dei crediti commerciali (22,8 milioni di euro), ai maggiori interessi passivi sui depositi cauzionali dei clienti (12,4 milioni di euro), nonché all'incremento degli interessi passivi netti maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante (14,5 milioni di euro), in parte compensato sia dai maggiori proventi finanziari maturati a seguito del contratto di deposito di 1.200,0 milioni di euro stipulato con la società del Gruppo Enel Finance International NV al termine dell'esercizio 2011 (36,0 milioni di euro) sia dai maggiori interessi attivi di mora (1,3 milioni di euro).

Il **risultato dell'esercizio** 2012 è negativo per 54,5 milioni di euro, al netto delle imposte di competenza dell'esercizio pari a 54,4 milioni di euro.

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 34,8 milioni di euro, di cui 22,8 milioni di euro relativi a immobilizzazioni immateriali essenzialmente costituite da sistemi di fatturazione e gestione del credito e 12,0 milioni di euro relativi a immobilizzazioni materiali per migliorie su immobili di terzi in corso e altri beni.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012, negativo per 2.325,6 milioni di euro, è costituito da attività immobilizzate nette per 90,4 milioni di euro, dal capitale circolante netto negativo per 2.350,8 milioni di euro, da fondi diversi per 172,0 milioni di euro nonché da imposte differite attive nette per 106,8 milioni di euro.
Al 31 dicembre 2012 il **patrimonio netto** risulta pari a 41,7 milioni di euro e rileva, rispetto al 31 dicembre 2011, un decremento di 54,5 milioni di euro riconducibile al risultato netto negativo conseguito nell'esercizio.

Le **disponibilità finanziarie nette**, pari a 2.367,3 milioni di euro, presentano un miglioramento di 216,9 milioni di euro.

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2012 è pari a 2.685 unità a fronte di 2.754 unità al 31 dicembre 2011.

Enel Energia SpA

Enel Energia è la società cui è demandata l'attività di vendita di energia elettrica sul mercato libero e sul mercato di salvaguardia, unitamente alla vendita di gas naturale alla clientela finale. Nello specifico, Enel Energia è *leader* nel mercato libero dell'energia in Italia e offre prodotti e servizi integrati per la fornitura di energia elettrica e gas sia alle aziende sia alle famiglie.

Con riferimento al mercato di salvaguardia, le relative procedure di assegnazione del servizio di fornitura di energia elettrica sono state disciplinate con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 23 novembre 2007 e successivo decreto dell'8 febbraio 2008.
Per il periodo gennaio 2009 - dicembre 2010 Enel Energia è risultata assegnataria del servizio di salvaguardia per le aree territoriali 1) Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria, 2) Lombardia, 3) Sardegna, 8) Campania, 9) Lazio, Abruzzo e Molise, 10) Puglia, Basilicata, 11) Calabria e 12) Sicilia.
Per il triennio 2011-2013, la società si è invece aggiudicata l'esercizio del servizio di salvaguardia nelle cinque aree di seguito indicate: Umbria e Marche, Sardegna, Campania, Basilicata e Calabria, Sicilia.

Nel corso del 2012 Enel Energia ha rafforzato la sua posizione di *leader* del mercato libero in Italia, puntando in particolare sulla vendita combinata di energia elettrica e gas, chiudendo il 2012 con circa 4,4 milioni di clienti che hanno un contratto di fornitura di energia elettrica sul mercato libero e circa 3,2 milioni di clienti che hanno un contratto di fornitura di gas con la società.

Nel corso dell'esercizio Enel Energia ha continuato a effettuare operazioni, alcune delle quali già avviate nel 2011, di cessioni *pro soluto* di parte dei propri crediti.
In particolare, la società ha:

- proseguito nell'operazione con UniCredit Factoring per la cessione *pro soluto* di crediti principalmente verso la Pubblica Amministrazione;
- proseguito nell'operazione con SACE FCT per la cessione *pro soluto* di crediti verso Amministrazioni Pubbliche, centrali e territoriali;
- proseguito nell'operazione con CREDEM Factoring per la cessione *pro soluto* di crediti verso Amministrazioni Pubbliche, centrali e territoriali;
- proseguito nell'operazione con Crédit Agricole per la cessione *pro soluto* di tipo *revolving* di crediti verso clienti privati;
- proseguito nell'operazione con Mediofactoring per la cessione *pro soluto* di crediti verso clienti privati;
- avviato un'operazione con Banca Sistema per la cessione *pro soluto* di crediti verso Amministrazioni Pubbliche, centrali e territoriali;
- avviato un'operazione con BNP Paribas SA per la cessione *pro soluto* di tipo *revolving* di crediti verso clienti privati.

Si evidenzia che, dell'importo complessivo dei crediti oggetto di cessione, pari a 2.394,0 milioni di euro, 2.357,0 milioni di euro, al netto di interessi e commissioni, sono stati incassati nel corso del 2012.

I **ricavi delle vendite e prestazioni**, pari a 9.817,3 milioni di euro (8.694,6 milioni di euro nel 2011), si riferiscono principalmente alle vendite di energia elettrica per 4.260,5 milioni di euro, alle vendite di gas per 2.010,8 milioni di euro, nonché a vettoriamenti attivi per 3.487,3 milioni di euro. Rispetto al 2011, rilevano un incremento pari a 1.122,7 milioni di euro, essenzialmente determinato sia dall'aumento dei ricavi per vendita e trasporto di energia a seguito dei maggiori quantitativi venduti, sia dall'aumento dei ricavi per vendita e trasporto di gas a seguito dell'aumento del prezzo medio di vendita.

I **costi operativi**, pari a 9.768,9 milioni di euro (8.705,6 milioni di euro nel 2011), si riferiscono principalmente agli acquisti di energia elettrica per 3.547,7 milioni di euro, agli acquisti di gas per 1.661,2 milioni di euro e ai costi per servizi per 4.150,0 milioni di euro. L'incremento rispetto all'esercizio precedente di 1.063,3 milioni di euro è principalmente riconducibile all'aumento dei costi di acquisto e trasporto di energia, in linea con l'aumento delle quantità vendute, all'aumento dei costi di acquisto e trasporto di gas a seguito dell'incremento del prezzo medio di vendita, nonché al conseguente aumento dei costi di approvvigionamento, vettoriamento e trasporto sia dell'energia sia del gas.

I **proventi netti da gestione rischio *commodity*** ammontano a 34,7 milioni di euro (54,9 milioni di euro nel 2011) e si riferiscono per 46,6 milioni di euro a oneri realizzati su

posizioni chiuse nel corso dell'esercizio e per 81,3 milioni di euro a proventi realizzati su contratti derivati su *commodity* in essere al 31 dicembre 2012.

Il **risultato operativo**, positivo per 148,4 milioni di euro (71,2 milioni di euro nel 2011), evidenzia un miglioramento di 77,2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli **oneri finanziari netti**, pari a 22,9 milioni di euro (49,2 milioni di euro nel 2011), diminuiscono di 26,3 milioni di euro per effetto sostanzialmente sia dei maggiori interessi attivi di mora e di rateizzazione maturati e fatturati ai clienti a seguito di un recupero massivo avviato nel corso dell'esercizio, sia dei minori interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario a fronte di un miglioramento della situazione finanziaria registrato nel corso del 2012.

Il **risultato dell'esercizio**, al netto delle imposte di competenza pari a 81,5 milioni di euro, è positivo per 44,0 milioni di euro (utile di 1,8 milioni di euro nel 2011).

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 61,9 milioni di euro e riguardano principalmente i diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere d'ingegno.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012, pari a 1.837,7 milioni di euro (1.414,0 milioni di euro al 31 dicembre 2011), è costituito da attività immobilizzate nette per 362,3 milioni di euro, dal capitale circolante netto per 1.370,9 milioni di euro, da fondi diversi e imposte differite nette per 104,5 milioni di euro. Tale capitale risulta finanziato per 1.128,1 milioni di euro dai mezzi propri (61,4%) e per 709,6 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (38,6%).

Il **patrimonio netto**, al 31 dicembre 2012, risulta pari a 1.128,1 milioni euro. Rispetto al 31 dicembre 2011 presenta un incremento di 13,4 milioni di euro determinato dalla rilevazione dell'utile dell'esercizio per 44,0 milioni di euro e dal decremento della riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* per 30,6 milioni di euro.

L'indice "*debt to equity*" passa dal 26,9% al 31 dicembre 2011 al 62,9% del 31 dicembre 2012.

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2012 è pari a 989 unità a fronte di 991 unità al 31 dicembre 2011.

Enel Trade SpA

Nel corso dell'esercizio 2012 Enel Trade ha gestito gli approvvigionamenti di combustibile per le centrali del Gruppo Enel e di gas naturale per Enel Energia SpA, nonché la vendita diretta di gas a distributori esterni al Gruppo.
Ha svolto, inoltre, attività di compravendita di prodotti energetici sui mercati sia nazionali sia internazionali, unitamente all'offerta di servizi di *shipping* e alla vendita di energia elettrica a Enel Energia e a grossisti esterni al Gruppo. Ha compiuto attività di *proprietary trading* su *commodity* energetiche sui principali mercati internazionali. Ha effettuato altresì operazioni di copertura sui rischi di fluttuazione dei prezzi delle *commodity* energetiche a favore delle società del Gruppo e ha proseguito nell'attività di acquisizione delle quote di emissione di CO_2 necessarie all'adempimento degli obblighi previsti dalla normativa vigente da parte delle società di generazione del Gruppo.
Nel 2012 sono stati venduti 250,3 TWh di energia elettrica (236,0 TWh nel 2011), di cui 53,7 TWh a società del Gruppo Enel, 91,2 TWh a terzi nazionali e 105,4 TWh a terzi esteri. Sono stati inoltre intermediati combustibili per complessivi 23,4 Mtep (20,7 Mtep nel 2011), di cui 14,8 Mtep verso il Gruppo e 8,6 Mtep verso terzi.

I principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società nel corso del 2012 sono:

- l'acquisizione, in data 3 febbraio 2012, della quota del 24,5% del 75,0% dei "*Mineral Interest*" detenuti da Petroceltic International Plc in relazione alla licenza esplorativa per il perimetro Isarene (Blocchi 228 e 229), sito nel bacino di Illizi (Algeria);
- l'acquisto, in data 14 febbraio 2012, della quota del 49,0% della controllata Enel Stoccaggi Srl, già detenuta al 51,0%;
- l'entrata in esercizio, in data 30 marzo 2012, della centrale elettrica a ciclo combinato da circa 405 MW, co-

struita dalla società del Gruppo Enel Marcinelle Energie SA, che, in virtù del contratto di *Tolling*, finalizzato nel 2012, tra Enel Trade e quest'ultima, ha determinato l'iscrizione del valore del cespite nella contabilità della società per circa 328,0 milioni di euro, in contropartita a debiti finanziari di pari importo.

I **ricavi delle vendite e delle prestazioni** del 2012 ammontano a 24.411,3 milioni di euro (21.182,9 milioni di euro nel 2011), in aumento di 3.228,4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, per effetto dell'aumento sia dei ricavi da vendita di energia elettrica (2.016,2 milioni di euro), conseguente all'incremento dei volumi trattati, sia di quelli per vendita di combustibili (959,5 milioni di euro), legati ai maggiori volumi di gas e di carbone intermediati, nonché dell'aumento delle altre vendite e prestazioni (252,7 milioni di euro), da collegare alle maggiori vendite di diritti di emissione di CO_2.

I **costi operativi** si sono attestati a 24.570,9 milioni di euro (21.253,8 milioni di euro nel 2011), registrando un incremento complessivo di 3.317,1 milioni di euro, da riferirsi principalmente ai maggiori acquisti di materie prime e materiali di consumo e in particolare di energia elettrica (1.881,3 milioni di euro), di materiali (196,9 milioni di euro), questi ultimi rappresentati sostanzialmente da certificati CO_2, nonché di combustibili (1.135,1 milioni di euro).

I **proventi netti da gestione rischio *commodity***, pari a 116,3 milioni di euro (115,5 milioni di euro nell'esercizio precedente), si riferiscono a oneri per contratti per differenza per 27,5 milioni di euro e a proventi per altri contratti su *commodity* energetiche e petrolifere per 143,8 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2012 è negativo per 12,6 milioni di euro, in diminuzione rispetto al 2011, di 73,6 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni** ammontano a 47,0 milioni di euro (9,3 milioni di euro nel 2011) e presentano un incremento pari a 37,7 milioni di euro prevalentemente riferibile agli oneri finanziari maturati sul debito verso la società Marcinelle Energie SA, conseguenti al *leasing* finanziario della centrale elettrica in Belgio (25,3 milioni di euro), e all'incremento degli oneri finanziari maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA per 15,5 milioni di euro.

Il **risultato dell'esercizio**, considerate le imposte di competenza che hanno un impatto positivo pari a 23,4 milioni di euro, è negativo per 36,2 milioni di euro (positivo per 25,5 milioni di euro nel 2011).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012 è pari a 1.999,0 milioni di euro, in aumento di 392,7 milioni di euro rispetto al valore di fine 2011, ed è costituito da attività immobilizzate nette per 772,2 milioni di euro, dal capitale circolante netto per 1.324,7 milioni di euro e da fondi diversi per 97,9 milioni di euro.
Tale capitale investito è coperto dal **patrimonio netto** per 849,9 milioni di euro (974,5 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e dall'**indebitamento finanziario netto** per 1.149,1 milioni di euro (631,8 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2012 è pari a 358 unità a fronte di 348 unità al 31 dicembre 2011.

Enel Energy Europe SL

La società, di diritto spagnolo, costituita da Enel SpA in data 22 marzo 2006, ha come oggetto sociale l'attività di acquisizione, detenzione e gestione di partecipazioni e interessenze in altre società, spagnole o straniere, e, dal 1° luglio 2011, l'attività di supporto informatico per le società del Gruppo Endesa.
In data 23 ottobre 2012, con lo scopo di ridurre l'indebitamento finanziario a lungo termine verso la società del Gruppo Enel Finance International NV, Enel SpA ha effettuato una ripatrimonializzazione della società, per un importo complessivo di 3.000,0 milioni di euro. Conseguentemente a tale operazione l'indebitamento finanziario netto è passato dai 18.722,4 milioni di euro del 31 dicembre 2011 ai 15.669,5 milioni di euro del 31 dicembre 2012.

I **ricavi** dell'esercizio 2012 sono complessivamente pari a

270,0 milioni di euro (157,3 milioni di euro nel 2011) e si riferiscono per 259,2 milioni di euro (151,4 milioni di euro nel 2011) all'attività di supporto informatico svolta nei confronti delle società del Gruppo Endesa e per 10,8 milioni di euro (5,9 milioni di euro nel 2011) ad altre prestazioni di servizi rese alle stesse. Rispetto all'esercizio precedente presentano una variazione positiva di 112,7 milioni di euro conseguentemente ai maggiori ricavi per le attività di supporto informatico svolte nel 2012 per l'intero esercizio e nel 2011 a partire dal secondo semestre dell'anno.

I **costi operativi**, complessivamente pari a 265,5 milioni di euro (147,1 milioni di euro nel 2011), si riferiscono per 99,2 milioni di euro a costi per servizi, per 41,5 milioni di euro ai costi del personale, per 32,3 milioni di euro ad ammortamenti e perdite di valore e per 92,5 milioni di euro alle forniture di materiali. Tali costi rispetto al 2011 presentano un incremento di 118,4 milioni di euro da ricondurre all'acquisizione nel secondo semestre 2011 del ramo di azienda "Supporto informatico alle società del Gruppo Endesa".

Il **risultato operativo**, positivo per 4,5 milioni di euro, presenta un decremento di 5,7 milioni di euro.

I **proventi da partecipazioni**, pari a 590,7 milioni di euro (503,9 milioni di euro nel 2011), si riferiscono al dividendo 2011 approvato dall'Assemblea degli Azionisti di Endesa del 26 giugno 2012.

Gli **oneri finanziari netti**, pari complessivamente a 813,8 milioni di euro (828,9 milioni di euro nel 2011), si riferiscono essenzialmente agli interessi passivi maturati nell'esercizio sul finanziamento a lungo termine in essere con Enel Finance International NV.

Il **risultato dell'esercizio 2012**, al netto delle imposte di competenza pari a 234,9 milioni di euro, è negativo per 453,5 milioni di euro (negativo per 69,2 milioni di euro nel 2011).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012, pari a 37.747,4 milioni di euro, è costituito da attività immobilizzate nette per 38.008,8 milioni di euro, che riflettono essenzialmente il valore della partecipazione in Endesa (92,06% del relativo capitale), dal capitale circolante netto negativo per 242,9 milioni di euro e da fondi diversi per 18,5 milioni di euro.
Al 31 dicembre 2012, il **patrimonio netto** risulta pari a 22.077,9 milioni di euro e rileva, rispetto al 31 dicembre 2011, un incremento di 2.545,3 milioni di euro riconducibile essenzialmente alla citata ripatrimonializzazione (3.000,0 milioni di euro) e al risultato netto realizzato nell'esercizio (negativo per 453,5 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto**, come sopra riportato, si attesta al 31 dicembre 2012 a 15.669,5 milioni di euro (18.722,4 milioni di euro nel 2011).

La **consistenza finale del personale** al 31 dicembre 2012 è pari a 408 unità (380 unità al 31 dicembre 2011).

Enel Investment Holding BV

La società di diritto olandese ha come scopo l'attività di *holding* di partecipazioni nei settori dell'industria elettrica, dell'energia e delle *utility* in genere.
Nel corso del 2012 i principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società sono:

- l'acquisto, in data 19 dicembre 2012, della rimanente quota del 20,0% del capitale di Marcinelle Energie SA da Duferco Belgium per un importo pari a 36,2 milioni di euro;
- la concessione, nel mese di dicembre 2012, al fine dell'implementazione del "*New Group Financial Model*", da parte di Enel Finance International NV di una *Revolving Facility Agreement* a breve termine per un importo pari a 700,0 milioni di euro da utilizzare entro aprile 2013, con scadenza 31 dicembre 2013 e tirata al 31 dicembre 2012 per 300,0 milioni di euro.

I **ricavi** dell'esercizio 2012, pari a 1,5 milioni di euro, sono relativi essenzialmente alle prestazioni di servizi rese alle società controllate olandesi.

I **costi**, pari a 125,5 milioni di euro (46,1 milioni di euro nel 2011), sono rappresentati principalmente dall'*impairment* pari a 123,4 milioni di euro effettuato sulla società

Marcinelle Energie SA, classificata tra le "Attività e passività possedute per la vendita", al fine di adeguare il valore contabile della partecipata al suo *fair value*.

I **proventi finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 84,5 milioni di euro, sono costituiti da:

- proventi da partecipazioni per 92,2 milioni di euro, legati ai dividendi distribuiti da Res Holding BV (85,5 milioni di euro), da Pragma Energy SA (0,9 milioni di euro) e da PT Bayan Resources Tbk (5,8 milioni di euro);
- oneri finanziari netti per 7,7 milioni di euro, riconducibili esclusivamente agli interessi passivi netti maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA.

Il **risultato dell'esercizio** è negativo e pari a 40,1 milioni di euro (positivo per 168,7 milioni di euro nell'esercizio 2011).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012, pari a 4.516,7 milioni di euro (4.956,8 milioni di euro al 31 dicembre 2011), è costituito da attività immobilizzate nette per 5.332,2 milioni di euro, relative essenzialmente alle partecipazioni detenute, e dal capitale circolante netto negativo per 815,5 milioni di euro.

Il **patrimonio netto** risulta pari a 4.161,6 milioni di euro (4.497,2 milioni di euro al 31 dicembre 2011), in diminuzione di 335,6 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, per effetto del risultato negativo conseguito nell'esercizio e della variazione negativa della valutazione al *fair value* degli investimenti – *available for sale* – in Echelon Corporation e PT Bayan Resources Tbk (295,5 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 355,1 milioni di euro (459,6 milioni di euro al 31 dicembre 2011), è sostanzialmente determinato dalla posizione finanziaria a debito sia verso la Capogruppo per 65,8 milioni di euro sia verso Enel Finance International NV per 300,0 milioni di euro a seguito della sopraccitata *Revolving Facility Agreement*.

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2012 è pari a 3 unità, in diminuzione di 2 unità rispetto al precedente esercizio.

Enel Finance International NV

La società, con sede in Olanda, svolge attività finanziarie, sia con società del Gruppo sia con terzi.

Durante l'esercizio 2012 la società ha:

- ricevuto il completo rimborso della linea di credito rotativa da 387,9 milioni di dollari concessa, nel 2007, alla società Enel France Sas;
- deliberato un nuovo "*short-term deposit agreement*" al fine di ottimizzare il processo di accentramento di cassa del Gruppo Enel. Al 31 dicembre 2012 il deposito ammonta a 1.200,0 milioni di euro;
- rinnovato la scadenza fino al 31 dicembre 2013 della linea di credito rotativa concessa, il 15 marzo 2010, a Marcinelle Energie SA. Al 31 dicembre 2012 risultava utilizzata per 236,7 milioni di euro.

Relativamente alla linea di credito rotativa concessa, nel 2009, alla società Enel Lease EURL, la stessa risulta utilizzata a fine 2012 per 25,9 milioni di euro, mentre la linea di credito *revolving* di 1.200,0 milioni di euro e il finanziamento a medio e lungo termine "*multicurrency*" (euro, dollaro e ogni altra divisa richiesta) di 2.500,0 milioni di euro, concessi, nel 2010, a Enel Green Power International BV, risultano rispettivamente utilizzati per 110,5 milioni di euro e per 2.460,9 milioni di euro al 31 dicembre 2012.

Si ricorda che, in data 1° gennaio 2008, la società aveva concesso alla Capogruppo un finanziamento a lungo termine di 7.865,0 milioni di euro, con scadenza 31 dicembre 2013, rinegoziato nel 2010 per un valore residuo di 2.500,0 milioni di euro, prevedendo la scadenza a 15 anni.

L'originaria linea di credito di 10.000,0 milioni di euro accordata, in data 30 novembre 2009, dalla società alla controllata Enel Energy Europe, incrementata fino a 18.000,0 milioni di euro nel corso del 2010, nel mese di dicembre 2012 è stata ridotta a 15.000,0 milioni di euro.

In relazione ai nuovi finanziamenti concessi a favore di società del Gruppo, si segnala:

- la linea di credito *revolving* accordata, nel mese di novembre 2011, a Endesa SA per un importo complessivo di 3.500,0 milioni di euro, con scadenza a cinque anni, e utilizzata per 500,0 milioni di euro a dicembre 2012, nonché la linea di credito *revolving* concessa, nel mese di dicembre 2011, a favore di Enel Energy Europe SL per un ammontare di 2.000,0 milioni di euro con scadenza dicembre 2013, la quale al 31 dicembre 2012 risulta utilizzata per 16,5 milioni di euro;
- due finanziamenti a lungo termine rispettivamente di 3.500,0 milioni di euro e 2.000 milioni di euro, concessi in data 17 aprile 2012 e 26 ottobre 2012 a Enel Distribuzione SpA;
- il finanziamento pari a 2.000 milioni di euro a lungo termine concesso a Enel Produzione in data 25 ottobre 2012;
- l'apertura nel mese di dicembre 2012 di una *Revolving Facility Agreement* a breve termine per un ammontare complessivo di 4.200,0 milioni di euro da utilizzare entro aprile 2013 da parte di Enel Produzione, Enel Trade, Enel Sole, Enel Investment Holding, Enel Energia, Enel.Factor, ognuna per la parte di propria spettanza, per l'implementazione del "*New Group Financial Model*" e con scadenza 31 dicembre 2013.

Con riferimento alla linea di credito rotativa da 10 miliardi di euro caratterizzata da una durata di cinque anni e finalizzata insieme a Enel SpA in data 19 aprile 2010, la stessa risulta non utilizzata dalla società alla data del 31 dicembre 2012.
Nel corso dell'esercizio 2007 la società aveva stipulato, congiuntamente a Enel SpA, Mediobanca (Banca di Credito Finanziario SpA) e altri istituti di credito, una linea di credito sindacata (*Credit Facility Agreement* 2007) *multi tranche* per un importo complessivo di originari 35 miliardi di euro, dei quali 7.513,1 milioni di euro risultavano in capo a Enel Finance International al 31 dicembre 2008. Nel corso del 2009, per finanziare l'acquisto da Acciona dell'ulteriore quota del 25,01% della partecipazione in Endesa, tale linea di credito è stata incrementata a favore di Enel Finance International per un importo pari a 3.021,5 milioni di euro (*Credit Facility Agreement* 2009 - *"facility C increase"*). A seguito dei rimborsi anticipati, naturali e volontari il *Credit Facility Agreement*, al 31 dicembre 2012, risulta in capo alla società per un valore nominale di 218,7 milioni di euro.

Con riferimento al programma di finanziamento "*Euro Commercial Paper Programme*" (ECP *Programme*) lanciato dalla società nel corso del 2005 per un importo massimo pari a 4,0 miliardi di euro e successivamente incrementato, a maggio 2010, fino a 6,0 miliardi di euro, avente come "*issuer*" la società, con garanzia di Enel SpA, si segnala che il totale delle *commercial paper* emesse e non rimborsate al 31 dicembre 2012 è pari a 2.555,5 milioni di euro.

Per quanto riguarda il programma di emissione "*Global Medium Term Notes*" per 30 miliardi di euro (incrementato dal Consiglio di Amministrazione della società, nel mese di dicembre 2012, fino a 35 miliardi di euro), che vede quali emittenti la società ed Enel SpA, alla data del 31 dicembre 2012 il programma risulta utilizzato, per l'emissione nel 2007 di prestiti obbligazionari *multi-tranche*, per un totale di 3,5 miliardi di dollari e 20,0 miliardi di *yen*, per un controvalore complessivo di circa 2,6 miliardi di euro; per l'emissione nel 2009 di prestiti obbligazionari *multi-tranche* in euro, sterline e dollari, per un controvalore complessivo di poco inferiore ai 10,0 miliardi di euro; per l'emissione nel 2011 di prestiti obbligazionari *multi-tranche* in euro, franchi svizzeri e yen, per un controvalore complessivo di circa 4,4 miliardi di euro; nonché per l'emissione nel 2012 di prestiti obbligazionari *multi-tranche* in euro e franchi svizzeri, per un controvalore complessivo di circa 4,1 miliardi di euro.
Il controvalore in euro, al 31 dicembre 2012, delle "*Notes*" è di complessivi 21,4 miliardi di euro.

Con riferimento ai finanziamenti bancari ricevuti si segnalano tre *Term Loan Facility Agreement*, rispettivamente di 3.200,0 milioni di euro, 250,0 milioni di euro e 100,0 milioni di euro, tutti di durata quinquennale e completamente utilizzati al 31 dicembre 2012.

Gli **oneri diversi**, pari a 4,4 milioni di euro, sono relativi per 3,2 milioni di euro a spese di funzionamento e per 1,2 milioni di euro a costi del personale.

I **proventi finanziari netti**, pari a 91,5 milioni di euro, derivano principalmente dall'attività di finanziamento della società nonché dalle differenze cambio sia realizzate sia da valutazione connesse all'attività finanziaria in valuta estera al netto delle relative coperture.

L'**utile netto dell'esercizio** si attesta a 72,8 milioni di euro (98,8 milioni di euro nel 2011), al netto delle imposte di competenza pari a 14,3 milioni di euro.

Il totale dei **fabbisogni** al 31 dicembre 2012 è pari a 221,1

milioni di euro, evidenziando un incremento di 730,9 milioni di euro rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2011, a seguito essenzialmente della variazione netta negativa del *fair value* degli strumenti finanziari derivati, nonché dei maggiori ratei passivi finanziari da ricondurre all'aumentata attività di *lending* svolta a favore delle società del Gruppo. Tali fabbisogni risultano totalmente coperti dal patrimonio netto pari a 1.047,6 milioni di euro (1.470,3 milioni di euro al 31 dicembre 2011), mentre la posizione finanziaria netta è positiva per 1.268,7 milioni di euro (positiva per 960,5 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2012 è pari a 7 unità, in aumento di 2 unità rispetto al precedente esercizio.

Enel Servizi Srl

Nel corso del 2012 il progetto *One Company*, destinato a realizzare una profonda trasformazione organizzativa di Enel, ha previsto la creazione, a livello di Gruppo, di tre funzioni di servizio globale destinate a operare in favore di tutte le società del Gruppo, italiane ed estere, e rappresentate dal *Global ICT*, dal *Global Procurement* e dal *Global Business Services*.

Nello specifico, la funzione di servizio *Global ICT* è destinata alla fornitura di servizi dedicati all'*Information and Communication Technology*, la funzione *Global Procurement* è destinata alla fornitura di servizi di approvvigionamento, mentre la *Global Business Services* è destinata alla fornitura di servizi amministrativi, di amministrazione del personale, di *facility management*, di servizi generali e di *security*.

In tale ottica, tra i principali eventi societari che hanno interessato la società nel corso dell'esercizio si segnala il perfezionamento, in data 1° agosto 2012, della cessione da parte di Enel SpA del ramo di azienda "*Security*", composto da attività materiali, immateriali, debiti commerciali, rapporti giuridici e i relativi contratti.

Inoltre, nel corso dell'anno, con riferimento alla mancata costituzione del fondo comune di investimento immobiliare cui apportare gli immobili non strumentali del Gruppo, la società, a conclusione della trattativa con Idea Fimit SGR, ha proceduto alla stipula con la stessa di un accordo avente a oggetto l'acquisizione da parte di Enel Servizi della documentazione e delle attività tecniche svolte dalla società di gestione del risparmio sugli immobili di proprietà e contestualmente ha avviato una strategia di cessione degli immobili alternativa al fondo e alle normali procedure di vendita adottate.

I **ricavi** dell'esercizio sono pari a 1.148,1 milioni di euro (1.112,4 milioni di euro nel 2011) e presentano un incremento di 35,7 milioni di euro principalmente per effetto dell'aumento dei ricavi per prestazioni di servizi essenzialmente connessi all'attività informatica, delle maggiori vendite di beni nonché dell'incremento dei ricavi per lavori in corso su ordinazione, relativi a progetti informatici e a lavori di adeguamento e ristrutturazione di immobili eseguiti principalmente per le società del Gruppo.

I **costi operativi**, pari a 1.077,3 milioni di euro (1.029,3 milioni di euro nel 2011), rilevano un incremento di 48,0 milioni di euro essenzialmente determinato dai maggiori costi per servizi e godimento beni di terzi (57,0 milioni di euro), principalmente per servizi informatici, e dall'aumento dei costi delle materie prime e dei materiali di consumo (11,6 milioni di euro), parzialmente compensato dalla contrazione degli altri costi operativi (14,4 milioni di euro) sostanzialmente per i minori accantonamenti dell'esercizio ai fondi rischi e oneri.

Il **risultato operativo** è positivo per 70,8 milioni di euro (83,1 milioni di euro nel 2011).

Gli **oneri finanziari netti** ammontano a 14,9 milioni di euro (15,0 milioni di euro nel 2011) e si riferiscono per 1,6 milioni di euro a proventi finanziari principalmente connessi a differenze positive di cambio (1,0 milioni di euro) e a interessi attivi maturati sul conto corrente intersocietario (0,4 milioni di euro) e per 16,5 milioni di euro a oneri finanziari relativi essenzialmente a interessi passivi e altri oneri maturati su finanziamenti a medio e lungo termine (7,3 milioni di euro), nonché a oneri di attualizzazione del TFR e altri benefici ai dipendenti (5,5 milioni di euro).

Il **risultato dell'esercizio**, al netto delle imposte di com-

petenza pari a 16,4 milioni di euro, è positivo per 39,5 milioni di euro (29,8 milioni di euro nel 2011).

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 48,0 milioni di euro.

Il **capitale investito netto**, pari complessivamente a 566,2 milioni di euro, è composto da immobilizzazioni nette per 545,2 milioni di euro, dal capitale circolante netto positivo per 152,1 milioni di euro e da fondi diversi e imposte anticipate nette per complessivi 131,1 milioni di euro. Tale capitale investito netto risulta finanziato dal **patrimonio netto** pari a 533,6 milioni di euro (524,0 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e dall'**indebitamento finanziario netto** pari a euro 32,6 milioni di euro (a fronte di una posizione finanziaria netta positiva per 76,4 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

La **consistenza finale del personale** è pari a 3.764 unità al 31 dicembre 2012 (3.817 unità al 31 dicembre 2011).

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Nel corso del 2012 è stato implementato un nuovo modello operativo di Gruppo, con l'obiettivo di proseguire il percorso verso la costruzione di una multinazionale integrata dell'energia nonché di migliorare l'efficacia organizzativa e i processi decisionali.

Il Gruppo è strutturato come segue:

- Funzioni di *Holding*, responsabili di indirizzare e controllare le attività strategiche per il Gruppo Enel (Amministrazione, Finanza e Controllo; Relazioni Esterne; Personale e Organizzazione; Regolamentazione, Ambiente e Innovazione; *Audit*; Legale e Segreteria Societaria, *Risk Management*);
- Funzioni di *Global Service*, responsabili di fornire servizi per il Gruppo Enel e di massimizzare le sinergie e le economie di scala (*Global* ICT, *Global Procurement* e *Global Business Services*);
- Linee di *Business*, responsabili di gestire le attività di *business* nell'ambito del perimetro di competenza.

In particolare:

- con riferimento alla Divisione Mercato: (i) è stata razionalizzata l'area "Credito", nell'ottica di una migliore gestione per fase di processo, volta a migliorare l'efficienza seguendo una logica *end-to-end*; (ii) è stata riorganizzata l'area "Marketing" al fine di cogliere le sinergie derivanti dallo svolgimento delle attività per le *commodity* di *Power* e Gas;
- nell'ambito della Divisione Infrastrutture e Reti sono state implementate le strutture organizzative volte a promuovere lo sviluppo del *business* a livello internazionale su servizi legati a tecnologie di rete, contatori elettronici e *smart grid*;
- nell'ambito della Divisione Internazionale: (i) in Romania, in ambito Mercato, è stata creata l'unità *"Energy Sourcing and Sale"*, che accentra le responsabilità di *sourcing, pricing* e *free market*, al fine di migliorare l'efficienza seguendo una logica *end-to-end*; (ii) in Russia, l'area Generazione è stata rafforzata al fine di assicurare

l'implementazione delle *best practice* del Gruppo Enel per la riduzione delle spese correnti di manutenzione e per il miglioramento della gestione dei contratti esterni;

- nella Divisione Energie Rinnovabili: (i) si è completato il consolidamento del nuovo modello organizzativo dell'area "*Engineering & Construction*", volto a razionalizzarne l'assetto e a cogliere le migliori sinergie in ambito Ingegneria, tra studio della risorsa e progettazione degli impianti, e in ambito *Project Management* per una migliore copertura per tecnologia e Paese; (ii) è stata creata nell'ambito dell'area "*Business Development*" l'unità "*Business Development Solare PV*" al fine di massimizzare le opportunità della fonte solare; (iii) è stata ridefinita l'organizzazione del *business retail* (Enel.si) in ottica di processo, creando l'unità "Gestione Commerciale" al fine di ottimizzare la forza vendita;
- nella Divisione Ingegneria e Ricerca sono state razionalizzate l'area tecnica "Nucleare" a seguito del riposizionamento strategico del Gruppo sul *business* e l'area "*Safety*" per cogliere le migliori sinergie operative nell'ambito dei sistemi di gestione integrati.

Prosegue il progetto *One Company* con l'obiettivo di favorire l'integrazione delle diverse realtà del Gruppo attraverso la definizione di un linguaggio comune, di processi decisionali omogenei e di una chiara allocazione di ruoli e responsabilità. Nell'ambito del *Performance Improvement Program* di Gruppo, continua lo sviluppo del progetto *Best Practices Sharing* (BPS) per mettere a fattor comune e diffondere nell'intero Gruppo le azioni di eccellenza operativa nei business generazione, commerciale, nucleare e distribuzione, per sostenere lo scambio e l'omogeneizzazione di *Key Performance Indicator* (KPI), procedure e *report* tra le diverse aree geografiche.

Inoltre, nel corso del 2012, sono state avviate le attività per la definizione del *Global ProfessionalSystem*, il catalogo delle professioni, descritte in termini di competenze, di tutte le aree professionali del Gruppo.

Nell'ambito del percorso verso l'integrazione, Enel continua a puntare sulla mobilità internazionale e nel 2012 circa 770 persone sono state interessate da politiche di espatrio ed hanno pertanto operato in Paesi diversi da quello di provenienza.

Un altro strumento a favore dell'integrazione è costituito dall'Indagine di Clima e Sicurezza, che a fine 2012 ha consentito di raccogliere il punto di vista delle persone che lavorano in Enel sul clima organizzativo e sulla sicurezza e i cui risultati consentiranno la definizione di azioni di miglioramento mirate che si svilupperanno nel corso del 2013 e del 2014.

A supporto dell'integrazione, infine, si annoverano il sistema di *Talent management* di Gruppo, che mira alla definizione di criteri comuni e condivisi per la selezione e lo sviluppo dei talenti in tutte le realtà del mondo Enel, e il *Goal Managerial Training*, percorso formativo dedicato ai *manager* del Gruppo.

Selezione

I canali tipicamente utilizzati per il *recruiting* sono il sito internet aziendale, le banche dati esterne e i *job meeting*.

I percorsi di selezione sono diversificati e si modellano sui *target* di interesse:

- giovani laureati: è prevista una fase preliminare di valutazione *online* seguita – in caso di esito positivo – da un *Assessment Center*. Successivamente, per i candidati risultati idonei, si procede a una verifica delle conoscenze professionali;
- diplomati, da assumere in ruoli tecnici e operativi: è previsto un colloquio, che può essere integrato da prove pratiche e quesiti tecnici;
- candidati con significativa esperienza professionale: sono previste interviste mirate volte alla valutazione sia del profilo attitudinale, sia delle competenze professionali; la valutazione del profilo attitudinale fa riferimento al Modello di *Leadership* Enel.

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 per svolgere al meglio le attività, supportano lo sviluppo personale e professionale.

Le iniziative di mobilità interna comprendono sia percorsi finalizzati allo sviluppo di competenze trasversali, sia la possibilità di candidarsi a posizioni vacanti, in ambito nazionale o internazionale, attraverso lo strumento del *job posting*.

L'internazionalizzazione dell'Azienda è, inoltre, favorita da varie iniziative, quali il *Twin Positions Exchange Program*, che prevedono scambi di risorse tra Paesi diversi, o la partecipazione a gruppi di progetto di impatto globale.

Sviluppo

La valutazione delle *performance* avviene attraverso lo strumento di *Performance Review*, che nel 2012 ha coinvolto circa 40.000 persone (impiegati, quadri e dirigenti) nella valutazione degli obiettivi e dei comportamenti in linea con il Modello di *Leadership* Enel.

Il processo si è svolto nella piena trasparenza delle sue fasi, degli oggetti della valutazione e dei relativi risultati, in continuità con le novità già introdotte nel 2011.

L'elevata partecipazione al processo testimonia la rilevanza percepita dalle persone del Gruppo: le valutazioni completate nel 2012 sono pressoché la totalità (99,9%), in continuità con il risultato 2011, mentre sta crescendo la percentuale delle persone che colgono l'opportunità dell'autovalutazione (70% nel 2012; 68% nel 2011, 63% del 2010).

Le prime e seconde linee di Gruppo, come lo scorso anno, sono state coinvolte nel processo di valutazione *Feedback* 360°, per un totale di 320 persone valutate. Questo strumento di valutazione delle *performance* sta assumendo sempre più la valenza di strumento di sviluppo, grazie anche all'utilizzo maggiormente consapevole dei risultati.

Nel corso del 2012 inoltre è iniziato un processo di revisione delle attività di valutazione al fine di perseguire un approccio globale sempre più vicino alle persone e "adottabile" in maniera coerente nelle diverse realtà, in modo da garantire le medesime opportunità di crescita in tutto il Gruppo.

Le attività legate alla definizione del *Global Professional System* proseguiranno nel corso del 2013 e consentiranno di completare il quadro degli strumenti di valutazione di Enel. La valutazione delle competenze professionali potrà così aggiungersi alla valutazione dei comportamenti e degli obiettivi della *Performance Review*.

L'eccellenza delle persone e la necessità di contare su *manager* capaci di muoversi efficacemente in un ambiente globale, è presa in carico dal processo di *Talent management*, fondato sull'individuazione di persone con ottime *performance*, alto potenziale, esperienze trasversali e conoscenza della lingua inglese.

Il potenziale, per la prima volta, è stato rilevato tramite interviste strutturate e *assessment* basati su tre *driver*: *Ability, Engagement* e *Aspiration*.

Questo sistema, fondato sul valore della meritocrazia, ha portato all'identificazione di tre bacini: Pool 1, Pool 2, Pool 3. Il Pool 1 è composto da *manager* che ricoprono posizioni di responsabilità con elevata complessità e ampia esposizione verso interlocutori interni ed esterni al Gruppo e che, grazie all'inserimento in questo bacino, hanno l'opportunità di prepararsi ad accedere alle 100 posizioni più importanti del Gruppo (*Senior Vice President ed Executive Vice President*). Il Pool 2 è costituito da persone che possiedono un *background* professionale solido, ricoprono posizioni pre-manageriali con ruoli di coordinamento e, nel medio periodo, sono orientate a ricoprire ruoli manageriali di maggiore complessità. Infine, il Pool 3 è costituito da giovani risorse con alto potenziale di crescita che aspirano ad arricchire il proprio profilo con esperienze di trasversalità e/o internazionalità.

L'obiettivo di diventare una vera e propria scuola di *management* ha ispirato, in continuità con gli anni precedenti, la realizzazione di specifici programmi di formazione:

- Pool 1: programma formativo LEEP (*Leadership for Energy: Executive Program*), realizzato presso *Harvard Business School*;
- Pool 2: programma LEMP (*Leadership for Energy: Management Program*) realizzato presso SDA Bocconi e IESE;
- Pool 3: *Training Development Program*, curato da Enel *University* con il contributo di esperti esterni.

Tra le attività di sviluppo dedicate alle persone di talento, nel 2012 si è dato avvio ad un'iniziativa che coinvolge *manager* appartenenti al Pool 1 e prevede la nomina a Consigliere in Consigli di Amministrazione di società non quotate del Gruppo, nonché la partecipazione a un percorso formativo che li prepara a svolgere tale ruolo. Questa iniziativa si propone altresì di applicare in maniera estensiva e anticipata il principio di parità di accesso agli organi di amministrazione e controllo: nel 2012 e a inizio 2013 si è pertanto proceduto alla nomina di 11 nuovi Consiglieri donne per favorire ove possibile una presenza femminile pari ad almeno un terzo della totalità dei Consiglieri.

L'Indagine di Clima, arrivata al quarto appuntamento, ha visto un aggiornamento dello strumento di rilevazione in linea sia con le priorità strategiche e i valori del Gruppo Enel, sia con la necessità di rendere ancora più immediate le successive azioni di miglioramento.

A tal proposito, quest'anno sono state rilevate, accanto ai temi tradizionalmente presenti nel questionario (gestione del cambiamento, stile di *management*, meritocrazia, eccellenza operativa, comunicazione, relazioni di lavoro), anche percezioni e opinioni in merito all'*engagement* (motivazione e investimento sul lavoro), all'innovazione, all'immagine aziendale, alla *Corporate Social Responsibility* e alla *diversity*. Inoltre, nell'indagine 2012, è stato fornito maggiore spazio alla percezione delle persone in merito alla cultura della sicurezza, ai processi di salute e sicurezza e all'impatto delle azioni intraprese.

Questa nuova impostazione permetterà di misurare l'indice di *Engagement* e di *Safety*, insieme ai principali fattori che li determinano, al fine di facilitare l'identificazione delle aree d'intervento mirate al miglioramento. L'indagine di clima globale ha registrato una partecipazione molto elevata, interessando ben l'84% dei dipendenti.

Infine, l'attenzione alle persone e alla dimensione globale del Gruppo è testimoniata dall'ideazione di un progetto di respiro internazionale, il *Diversity Project*, basato sulle dimensioni riguardanti genere, età, multiculturalità e disabilità, nell'ottica di garantire maggior equilibrio tra vita privata e vita lavorativa, con l'avvio di azioni a livello sia globale sia locale.

Formazione

Nel corso del 2012, Enel *University* ha completato la rivisitazione dell'offerta formativa istituzionale in linea con l'introduzione del modello manageriale nel 2011. È stata, inoltre, avviata la campagna formativa GOAL (*Global One Aligned*), con lo scopo di allineare il *management* del Gruppo su obiettivi e comportamenti richiesti ai *manager* della nuova *One Company*. L'attività formativa, iniziata nel 2012, terminerà nel primo semestre 2013 con edizioni in diversi Paesi del Gruppo.

I corsi *Post Performance Review* per quadri e impiegati hanno coperto la maggior parte del fabbisogno di formazione per le *soft skill* nel 2012.

Per quanto riguarda le accademie tecniche e funzionali, infine, oltre a quelle già esistenti (Acquisti, Amministrazione Finanza e Controllo, Legale, Ingegneria) è stata avviata la *Energy Management Academy* e, sulla base dei risultati del progetto GPS, progettata l'architettura internazionale delle *Academy* di Generazione e Ingegneria e Costruzione.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva nell'anno 2012 si è mossa in assoluta continuità con le logiche e la filosofia adottate negli anni precedenti.

Come ogni anno, sono stati effettuati *benchmark* con il mercato esterno e prese le necessarie misure per garantire un corretto posizionamento della retribuzione in termini di competitività rispetto ai mercati di riferimento.

Si è confermata la selettività degli interventi sulla retribuzione fissa, a conferma di una politica meritocratica volta a premiare le competenze "pregiate" all'interno di ciascuna famiglia professionale.

Sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo, è stato confermato l'MBO quale strumento principale che coinvolge circa il 98% dei dirigenti e circa il 19% dei quadri. Per il settore commerciale, lo strumento preferenziale di incentivazione a breve è, come di consueto, l'incentivazione commerciale.

Salute e sicurezza sul lavoro

Il programma "5+1"

In linea con il percorso tracciato dal progetto *Nine Points*, quest'anno è stato avviato il programma "5+1", che si articola in sei 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;
> sicurezza strutturale e innovazione tecnologica;
> grandi opere;
> salute.

Il programma prevede la costituzione di sei tavoli di lavoro permanenti, presieduti a turno da un *Executive Sponsor*, volti a promuovere il *deployment* e il consolidamento in tutto il Gruppo delle iniziative in materia di salute e sicurezza. Attraverso la forte collaborazione con la *business line* e le diverse funzioni aziendali, i gruppi di lavoro hanno l'obiettivo di favorire la creazione di sinergie, la condivisione di *best practice* e il lancio di iniziative "*bottom up*". Viene adottato un approccio *glocal*, basato sulla definizione di indirizzi trasversali e omogenei, comuni in tutte le aree del Gruppo, pur garantendo il rispetto e la salvaguardia delle specificità locali, nell'ottica di "*One Company, One Vision, One Safety*".

Sviluppo della cultura della sicurezza e della formazione

A novembre, è stata lanciata l'Indagine di Clima e Sicurezza 2012 che, per la prima volta, ha visto l'inserimento di una specifica sezione dedicata alla *safety* finalizzata a monitorare il livello della cultura della sicurezza nelle diverse aree del Gruppo Enel, ad approfondire la percezione che i lavoratori hanno dei processi di salute e sicurezza e a misurare l'efficacia delle iniziative implementate. Sulla base dei risultati verranno definiti specifici piani di miglioramento per ogni singola realtà di Enel.

Sono inoltre stati pubblicati gli "*Health & Safety standard*", una linea guida focalizzata su dieci attività strettamente correlate al *business* di Enel (per es., lavori elettrici, lavori in altezza, scavi, sollevamento e trasporto con mezzi meccanici), che, pur garantendo il rispetto delle normative nazionali, definisce requisiti minimi stringenti di sicurezza da rispettare in tutto il perimetro Enel.

Sicurezza nei processi di appalto

Nell'ultimo triennio è stato avviato un intenso processo di revisione del sistema di approvvigionamento e gestione delle imprese appaltatrici, finalizzato a rafforzare il peso degli aspetti di sicurezza in tutte le fasi, dalla qualificazione e selezione alla gestione e al monitoraggio delle imprese. Quest'anno è stato avviato il processo di *deployment* e consolidamento in tutto il perimetro Enel dei nuovi sistemi introdotti, attraverso la definizione di un piano di azione, che, pur essendo declinato secondo le diverse geografie del Gruppo, definisce un approccio unico e globale alla gestione delle imprese appaltatrici e subappaltatrici, con l'obiettivo di far sì che, in tutte le aree, le diverse funzioni aziendali lavorino insieme per assicurare gli stessi *standard* di salute e sicurezza.

È stata pubblicata, inoltre, una linea guida sulla sicurezza nel processo di subappalto, che definisce i requisiti minimi di sicurezza che devono possedere i subappaltatori impiegati nell'esecuzione dei contratti di appalto con le società del Gruppo Enel. Fermo restando quanto previsto dalle singole legislazioni nazionali, il documento stabilisce le condizioni alle quali viene concessa l'autorizzazione al subappalto e quali obblighi di sicurezza sia l'appaltatore sia il subappaltatore sono tenuti a rispettare.

Comunicazione

Si è svolta a novembre la quinta edizione dell'*International Health & Safety Week*, un'iniziativa di eccellenza nel campo della sicurezza, che coinvolge tutte le aree del Gruppo Enel. Obiettivo del progetto è sollecitare tutti coloro che lavorano in Enel e per Enel a un impegno concreto e proattivo in materia di sicurezza. Durante la settimana sono state organizzate circa 1.400 iniziative (incontri dedicati al progetto *One Safety*, moduli di formazione sulla sicurezza, *safety day*, simulazioni di emergenze, *safety walk*, incontri con gli appaltatori e *workshop* sulla salute e sulla prevenzione), che hanno coinvolto quasi 73.000 partecipanti.

Quest'anno, contestualmente all'emissione degli *H&S standard*, è stata avviata la campagna di sensibilizzazione globale "5 regole d'oro per lavorare in sicurezza", finalizzata a promuovere le regole minime da rispettare per prevenire il verificarsi di infortuni.

Sicurezza strutturale e innovazione tecnologica

È stata condotta una *survey* per monitorare i principali dispositivi implementati nel Gruppo per il miglioramento degli *standard* infrastrutturali, che ha portato alla predisposizione del *H&S catalogue*.

Grandi opere

A valle della mappatura dei principali cantieri presenti nel Gruppo, focalizzata ad approfondire l'organizzazione della sicurezza e i principali progetti implementati per il miglioramento degli *standard* di sicurezza, è stato definito un piano di *peer review* focalizzato sui grandi cantieri.

Salute

È stato definito un Piano Globale sulla Salute, finalizzato a definire uno *standard* comune minimo in materia di salute, secondo un approccio *glocal*. Il piano prevede una serie di iniziative di sensibilizzazione e prevenzione, articolate sulle tre dimensioni della salute, individuate dall'Organizzazione Mondiale della Sanità (WHO-OMS): dimensione fisica, mentale e sociale.

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.

Il progetto *One Safety*

Accanto al programma "5+1", nel 2012 è stato avviato il progetto *One Safety*, un'iniziativa globale focalizzata sui comportamenti, che vede protagonisti tutti i dipendenti Enel e coinvolge anche le imprese appaltatrici, con l'obiettivo di promuovere un impegno coordinato e sinergico di tutto il Gruppo verso l'obiettivo "Zero Infortuni". Il progetto, infatti, 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*

Il progetto, che ha l'obiettivo di potenziare nei manager la consapevolezza del loro ruolo di "*leader* per la *safety*", attraverso un impegno vissuto in prima persona quotidianamente, si inserisce nell'ambito del *GOAL Managerial Training Program* e prevede una giornata dedicata alle temati-

che di salute e sicurezza, incentrata sulla proiezione del film Enel *"Safety The Heart of the Matter"*.

Area comportamenti

Il progetto, finalizzato a promuovere l'adozione di comportamenti sicuri, da parte sia del personale Enel sia delle imprese appaltatrici, si basa sull'implementazione di un processo sistematico di osservazioni dei comportamenti, di restituzione del *feedback* e di definizione di iniziative di miglioramento a breve e lungo termine, ed è stato implementato nel 2012 in circa 700 siti Enel.

Organizzazione

Nell'ambito del progetto *One Company* è stato pubblicato l'*Health & Safety Holding Handbook*, finalizzato a fornire indirizzi univoci per la gestione dei processi di salute e sicurezza nel Gruppo.
Nell'*Handbook* è stata inserita la *Stop Work Policy*, che ribadisce l'impegno di Enel ad assicurare condizioni e ambiente di lavoro sicuri.

Andamento infortunistico

Anche nel 2012 si conferma il *trend* di riduzione degli indici infortunistici: l'indice di frequenza si è ridotto del 50% circa dal 2008 al 2012, attestandosi ad un valore di 1,98, l'indice di gravità quasi del 40%, registrando un valore di 0,10. 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, caduta dall'alto, urto-schiacciamento-taglio, agenti nocivi, esplosione-scoppio) e che evidenzia una riduzione di oltre il 31% rispetto al 2008.
Gli infortuni gravi e mortali evidenziano una riduzione, rispetto al 2008, del 75% relativamente al personale Enel e quasi del 70% relativamente al personale delle imprese appaltatrici. Nel 2012 non si sono verificati infortuni mortali che hanno coinvolto personale Enel ma si sono verificati 11 infortuni mortali che hanno interessato dipendenti di imprese appaltatrici.
Quest'anno sono stati costituiti due gruppi di lavoro finalizzati all'approfondimento di alcuni infortuni, considerati *"case study"*, alla condivisione e al ricircolo delle *"lesson learned"* e all'individuazione di misure di miglioramento a carattere globale con attenzione particolare per gli infortuni elettrici.

Relazioni industriali

Attività *Holding* - Progetto *One Company*

A livello di Gruppo nel corso del 2012 l'attività più rilevante, anche sotto il profilo delle relazioni industriali, è stato il progetto *One Company*, in termini di interlocuzione con i rappresentanti dei dipendenti a livello transnazionale e dei singoli Paesi sui princípi ispiratori del nuovo disegno organizzativo e sugli importanti cambiamenti connessi.

Va inoltre segnalato l'avvio delle trattative svoltesi nella seconda parte dell'anno per il rinnovo del CCNL di settore in Italia ed il *Convenio Colectivo Marco* di Endesa in Spagna, nonché la chiusura di numerosi contratti aziendali in Cile, Perù e Brasile.

Sempre in attuazione dei princípi *One Company*, al fine di consolidare il quadro di riferimento per le relazioni industriali a livello globale, durante tutto il 2012 si è sviluppato il negoziato con le Federazioni Sindacali Globali di settore sul *Global Framework Agreement* di Enel, che traduce in accordo il nuovo impianto del Modello di Relazioni Industriali Internazionali Enel elaborato nel 2011. A partire dal 2013, si consolideranno così i tre livelli di dialogo sociale nel Gruppo: nazionale/divisionale, europeo e globale.

Nuovo "Modello Relazioni Industriali Italia" - Rinnovo Contratto Nazionale Settore Elettrico

Parallelamente alla gestione delle attività di Gruppo e in coerenza con i *driver Holding*, durante il primo semestre 2012 è stato negoziato con le Organizzazioni Sindacali Nazionali il nuovo "Modello di Relazioni Industriali Italia", sottoscritto il 17 luglio, che ha sostituito il Protocollo di relazioni sindacali vigente in Enel dal 2003. Il nuovo Modello persegue l'obiettivo di definire un sistema di relazioni sindacali e contrattuali capace di dare certezze non solo riguardo ai soggetti, ai livelli, ai tempi e ai contenuti della contrattazione collettiva, ma anche sull'affidabilità, l'esigibilità e il rispetto delle regole stabilite dalle parti. Questo al fine di promuovere il dialogo e un clima costruttivo di relazioni partecipative, particolarmente cruciali per fronteggiare il difficile scenario che sta interessando in modo particolare l'Italia e la Spagna.

In questo contesto, nel nuovo Modello ampio spazio viene riconosciuto alla "bilateralità", con la previsione di otto Comitati paritetici, per alcuni dei quali il *Global Framework Agreement* stabilisce anche una proiezione globale. Tali Comitati paritetici svolgeranno un lavoro congiunto azienda/sindacati su istituti e tematiche di comune interesse, quali, per esempio, le "politiche di Sicurezza e la tutela dell'Ambiente di lavoro", la "formazione e impiegabilità" o la "*Corporate Social Responsibility*". Nel Modello, inoltre, particolare attenzione viene rivolta ai livelli dell'interlocuzione sindacale, in un'ottica di razionalizzazione del rapporto fra livello nazionale e territoriale conseguita attraverso un equilibrio compatibile con le esigenze di flessibilità, snellezza e tempestività richieste dal contesto. Una prima, importante applicazione di questa nuova impostazione dei confronti organizzativi si è avuta nella gestione e attuazione anche territoriale della nuova struttura organizzativa delle tre Funzioni Globali di Servizio, conclusasi fra ottobre e dicembre nei due mesi stabiliti dal Modello.

La seconda parte dell'anno è stata caratterizzata dall'avvio del negoziato per il rinnovo del CCNL 5 marzo 2010 per il triennio 1° gennaio 2013 - 31 dicembre 2015. Nello specifico, dopo la presentazione a luglio da parte delle Segreterie Nazionali delle Organizzazioni Sindacali della piattaforma contrattuale e i primi incontri di analisi e approfondimento, la trattativa è entrata nel merito delle richieste nel mese di settembre e si è sviluppata tenendo in considerazione la difficile congiuntura economica che sta interessando il Paese, presupposto imprescindibile per il rinnovo contrattuale.

A chiusura del 2012 si è delineata una soluzione che prevede nel settore elettrico la possibilità di imputare direttamente al "premio di produzione" – regolato in Enel dal recente impianto dell'accordo sul Premio di Risultato, applicato per la prima volta nel 2012, con erogazione nel 2013 – una parte del montante destinato all'allineamento dei trattamenti economici comuni per tutti i lavoratori del settore. Oltre alle tematiche di ordine economico, gli equilibri del negoziato, conclusosi con la firma del rinnovo il 18 febbraio 2013, hanno riguardato anche alcune tematiche

di carattere normativo, relative, in particolare, alla classificazione del personale e alla regolamentazione dell'esercizio del diritto di sciopero.

In concomitanza al rinnovo contrattuale, sempre nell'ambito del nuovo Modello, Enel ha sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali, nel quadro del complesso scenario economico e delle criticità del settore, un Accordo Quadro in materia di "occupabilità", che definisce un percorso articolato su una pluralità di strumenti: 1) politiche di accompagnamento alla pensione dei lavoratori in possesso dei requisiti previsti dall'art. 4, legge n. 92/2012; 2) contestuale verifica delle condizioni per l'assunzione di giovani attraverso l'istituto dell'apprendistato, 3) *insourcing* di attività; 4) mobilità e riqualificazione professionale, anche con il coinvolgimento dell'apposito Comitato Bilaterale sulla formazione e l'impiegabilità; 5) accordi di solidarietà difensivi, così come regolamentati dalla legge 19 dicembre 1984, n. 863. A questo dovranno far seguito nel 2013 appositi accordi attuativi finalizzati alla gestione ottimale della difficile congiuntura di contesto, in particolare per il biennio 2013-2014.

Ricerca e sviluppo

Enel SpA non svolge direttamente attività di ricerca e sviluppo in quanto, nell'ambito del Gruppo, tale attività viene svolta da alcune società controllate e collegate che nel corso del 2012 hanno proseguito le attività volte allo sviluppo e alla dimostrazione di tecnologie innovative nei campi della generazione tradizionale (con *focus* su cattura e sequestro della CO_2, idrogeno, abbattimento delle emissioni e aumento dell'efficienza negli impianti di produzione), delle fonti rinnovabili (in particolare solare fotovoltaico innovativo e termodinamico, geotermia, eolico, energia dal mare, biomasse e ibridizzazione), dell'accumulo energetico, dell'efficienza energetica unita alla generazione distribuita, delle *smart grid* e della mobilità elettrica.

Le attività di ricerca e innovazione sono elementi chiave per rispondere efficacemente alle sfide del mercato dell'energia, anticipandone le tendenze tecnologiche.

Per Enel l'innovazione è la trasformazione della conoscenza in valore per l'Azienda e per i suoi *stakeholder*, generando soluzioni innovative e sostenibili per migliorare il *business* di oggi e per creare nuove opportunità per il futuro.

L'innovazione è inoltre un elemento chiave della cultura d'impresa del Gruppo Enel: per questo la promozione della cultura dell'innovazione è un'attività prioritaria a tutti i livelli dell'organizzazione.

La partecipazione dei dipendenti al processo di innovazione è incoraggiata attivamente, con iniziative strutturate che favoriscono l'apporto di nuove idee, spaziando dai concorsi alle *task force* di innovazione fino a programmi basati su metodologie collaborative di *crowdsourcing*.

La dimensione multinazionale e le diversità culturali presenti all'interno del Gruppo rappresentano una risorsa formidabile per l'innovazione, che viene valorizzata anche attraverso lo scambio di esperienze e conoscenze maturate nei diversi paesi in cui il Gruppo stesso è presente. In questo modo non solo vengono ulteriormente valorizzate le attività innovative di successo, ma viene implementato un efficace meccanismo virtuoso che, mettendo a fattor comune le esperienze maturate nelle diverse realtà in cui Enel opera, stimola il miglioramento continuo, la creatività e l'innovazione.

La produzione di innovazione infine è incoraggiata rivolgendosi anche all'esterno dell'organizzazione, mediante iniziative volte a creare, sviluppare e mantenere legami di cooperazione con i maggiori centri di ricerca nazionali e internazionali e con iniziative specifiche a sostegno dell'imprenditorialità. Tra queste il concorso Enel Lab, una competizione per *start-up* italiane e spagnole con progetti innovativi in campo energetico, lanciato nel 2012 per individuare sei *start-up* ad alto potenziale tecnologico le quali accederanno ad un programma di incubazione che prevede un *capital injection* e una serie di servizi per accelerarne la crescita. In questo modo i vincitori potranno sviluppare la loro impresa godendo del pieno supporto di Enel con l'opportunità di trasformare l'innovazione in un successo concreto.

Principali rischi e incertezze

Enel SpA, nella propria funzione di *holding* industriale, è esposta, nella sostanza, ai medesimi rischi e incertezze connesse al *business* del Gruppo, nonché a quelli più specifici di carattere finanziario correlati alla funzione di tesoreria centrale svolta per il Gruppo.

Per contenere l'esposizione a tali rischi Enel SpA svolge una serie di attività di analisi, misurazione, monitoraggio e gestione degli stessi che sono di seguito descritte.

Da un punto di vista organizzativo, nel corso del 2012 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 connessi al *business*

I mercati energetici nei quali il Gruppo Enel 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, Enel è esposta 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 e il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati 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.

L'emissione di anidride carbonica (CO_2), 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 (CO_2) 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 CO_2, 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 carattere finanziario

In relazione ai rischi di carattere finanziario, si evidenziano di seguito quelli più significativi ai quali la Società è esposta.

Rischi connessi alla fluttuazione dei tassi di cambio e di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio di cambio derivante dai flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali, dai flussi di cassa relativi a investimenti o altre partite in divisa estera e dall'indebitamento denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi. La principale esposizione al rischio di cambio è nei confronti del dollaro statunitense.
Nel corso dell'esercizio la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto delle politiche di gestione interne dei rischi, che prevedono la copertura sistematica delle esposizioni, senza alcun tipo di difficoltà nell'accesso al mercato dei derivati.

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

Le politiche di gestione dei rischi finanziari sono finalizzate al mantenimento del profilo di rischio definito nell'ambito delle procedure formali di *governance* dei rischi di Gruppo, contenendo e stabilizzando nel tempo il costo della provvista, anche attraverso il ricorso ad operazioni in strumenti finanziari derivati che consentono la trasformazione di flussi indicizzati a tassi variabili in flussi a tasso fisso e viceversa. In base a tali politiche, l'operatività in derivati per la gestione dei rischi di tasso di interesse e di cambio viene effettuata avendo particolare riguardo, tra l'altro, al merito creditizio delle controparti finanziarie selezionate e, successivamente alla stipula, monitorando le relative esposizioni nonché i livelli di *rating*.

Rischi connessi alla 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 di situazioni di crisi sistemica (*credit crunch*, crisi del debito sovrano ecc.).
Le politiche di gestione del rischio definite da Enel garantiscono il mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso a ulteriori fonti di finanziamento, nonché il 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.
Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International, la funzione di tesoreria accentrata (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate Endesa Internacional BV ed Endesa Capital SA), garantendo l'accesso al mercato monetario e dei capitali; Enel SpA sopperisce ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione caratteristica assicurando 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 situazione di perdurante tensione dei mercati finanziari, sono state effettuate nel corso dell'esercizio 2012 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori *retail* per complessivi 3,0 miliardi di euro ed emissioni obbligazionarie nell'ambito del *Global Medium Term Notes Programme* per complessivi 4,0 miliardi di euro.

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 2012 le principali agenzie di *rating*, in considerazione del mutato contesto macroeconomico, politico e regolatorio che il settore delle *utility* in Spagna e Italia ha dovuto affrontare, hanno proceduto a una rivisitazione del *rating* di Enel, pur riconoscendo che il Gruppo ha implementato misure volte al miglioramento del proprio profilo di rischio finanziario, quali l'allungamento delle scadenze dell'indebitamento e l'aumento della liquidità, con conseguente maggiore flessibilità nell'accesso alle fonti di finanziamento nonostante il difficile contesto dei mercati finanziari.

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

Per maggiori dettagli circa l'attività di gestione dei rischi finanziari specifici di Enel SpA si rimanda alla Nota 4 del presente bilancio.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il contesto macroeconomico globale si presenta ancora molto incerto e nei mercati maturi europei, quali Italia e Spagna, si prevedono ulteriori contrazioni del PIL per il 2013, nonostante alcuni lievi segnali di ripresa. Per contro, i Paesi dell'America Latina, la Russia e il *business* globale delle fonti rinnovabili mantengono inalterati un *outlook* positivo di consolidamento e sviluppo.

Nel contesto appena descritto Enel, in qualità di *holding*, guiderà efficacemente il Gruppo nell'esecuzione dei programmi di riorganizzazione ed efficientamento, che subiranno una forte accelerazione, e nell'applicazione di una rigorosa disciplina nella scelta degli investimenti, mantenendo parallelamente il *focus* sui mercati in crescita.

Continuerà, attraverso le società del Gruppo, a dare attenzione all'innovazione tecnologica, orientata a rendere sempre più efficiente e ambientalmente sostenibile la generazione dell'energia elettrica e a proporre soluzioni innovative per i clienti di Enel, dall'efficienza energetica alle *smart grid*.

Tutti questi elementi, associati alla massima attenzione alla qualità del servizio offerto e al rapporto con le comunità locali mediante una trasparente politica di responsabilità sociale d'impresa, consentiranno a Enel, attraverso le sue controllate, di assicurare la creazione di valore per tutti gli *stakeholder*.

In particolare, la scelta di Enel di diversificare geograficamente la propria attività, tramite le società del Gruppo, verso economie in crescita, unitamente alla strategia di sviluppo delle energie rinnovabili e a un portafoglio bilanciato di attività regolate e non regolate, consente di fronteggiare efficacemente i possibili effetti sui risultati di Gruppo legati alla citata debolezza economica.

Altre informazioni

Società controllate estere extra UE

Si attesta che alla data di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione del Bilancio di Enel SpA relativo all'esercizio 2012 – vale a dire al 12 marzo 2013 – sussistono nell'ambito del Gruppo Enel le "condizioni per la quotazione delle azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea" (per brevità, nel prosieguo, definite "società controllate estere extra UE") dettata dalla CONSOB nell'art. 36 del Regolamento Mercati (approvato con deliberazione n. 16191 del 29 ottobre 2007 e successive modificazioni).

In particolare, si segnala al riguardo che:

> in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento introdotti nell'art. 36, comma 2, del Regolamento Mercati CONSOB con effetto dal 1° luglio 2008, sono state individuate nell'ambito del Gruppo Enel 15 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile in base ai dati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2011.

  Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana del perimetro Endesa); 2) Chilectra SA (società cilena del perimetro Endesa); 3) Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía - Codensa SA ESP (società colombiana del perimetro Endesa); 4) Companhia Energética do Ceará - Coelce SA (società brasiliana del perimetro Endesa); 5) Edegel SA (società peruviana del perimetro Endesa); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana del perimetro Endesa); 7) Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte - Edelnor SAA (società peruviana del perimetro Endesa); 8) Empresa Distribuidora Sur - Edesur SA (società argentina del perimetro Endesa); 9) Empresa Nacional de Electricidad - Endesa Chile SA (società cilena del perimetro Endesa); 10) Endesa Brasil SA (società brasiliana del perimetro Endesa); 11) Endesa Capital Finance LLC (società statunitense del perimetro Endesa); 12) Enel Fortuna SA (società panamense del perimetro Enel Green Power); 13) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 14) Enersis SA (società cilena del perimetro Endesa); e 15) Enel OGK-5 OJSC (società russa controllata da Enel Investment Holding BV);

> lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilancio 2012 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel *reporting package* utilizzato ai fini della redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel SpA (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. a) del Regolamento Mercati CONSOB) almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea ordinaria annuale – che verrà convocata per l'approvazione del Bilancio di esercizio 2012 di Enel SpA – contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate (ai sensi di quanto al riguardo disposto dall'art. 77, comma *2 bis*, del Regolamento Emittenti CONSOB approvato con Deliberazione n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni);

> gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel SpA e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. b) del Regolamento Mercati CONSOB);

> è stato verificato da parte di Enel SpA che tutte le società sopra indicate:

  - forniscono al revisore della Capogruppo Enel SpA le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali della stessa Enel SpA (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. ci) del Regolamento Mercati CONSOB);
  - dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a fare pervenire regolarmente alla direzione e al revisore della Capogruppo Enel SpA i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. cii) del Regolamento Mercati CONSOB).

Informativa sugli strumenti finanziari

Con riferimento all'informativa sugli strumenti finanziari richiesta dall'art. 2428, comma 2, n. 6 *bis* del codice civile, si rinvia a quanto illustrato di seguito alla specifica Nota 4.

Operazioni con parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai princípi contabili internazionali e dalle disposizioni CONSOB emanate in materia.

Le operazioni compiute da Enel SpA con società controllate riguardano principalmente le prestazioni di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari, la copertura di rischi assicurativi, l'attività di assistenza in materia di organizzazione e gestione del personale, legale e societaria, nonché l'indirizzo e il coordinamento delle attività amministrative e fiscali.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono effettuate nell'interesse della Società e sono regolate a condizione di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate tra due parti indipendenti.

Si ricorda infine che, nell'ambito delle regole di *corporate governance* di cui si è dotato il Gruppo Enel e dettagliate nello specifico capitolo del presente bilancio, sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

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 2012 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.
Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito alla specifica Nota 30.

Azioni proprie

La Società non detiene azioni proprie in portafoglio, né ha svolto transazioni in azioni proprie nell'esercizio.

Operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006 la Società non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali nel corso dell'esercizio 2012.

A tal proposito, sono definite come tali le operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento possono dar luogo a dubbi sulla correttezza e/o completezza dell'informazione, sul conflitto di interesse, sulla salvaguardia del patrimonio aziendale, nonché sulla tutela degli azionisti di minoranza.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per quanto attiene ai fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, si rinvia a quanto illustrato di seguito alla specifica Nota 34.

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

Sezione I: struttura di *governance* e assetti proprietari

Premessa

Il sistema di *corporate governance* di Enel SpA (nel prosieguo anche "Enel" o la "Società") e del gruppo societario che a essa fa capo (nel prosieguo, per brevità, il "Gruppo Enel" o, più semplicemente, il "Gruppo") è conforme ai princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate (1) (nel prosieguo, per brevità, il "Codice di Autodisciplina"), 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.

Nel corso del mese di dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha disposto il recepimento delle raccomandazioni contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011 (ed elaborata dal Comitato per la *Corporate Governance* promosso da ABI, ANIA, Assogestioni, Assonime, Borsa Italiana e Confindustria), nel rispetto della tempistica individuata dalla relativa disciplina transitoria. Fino a tale momento, nel corso del 2012 il sistema di *corporate governance* della Società e del Gruppo è risultato allineato alle raccomandazioni contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006 (ed elaborata dal Comitato per la *Corporate Governance* promosso da Borsa Italiana), nonché alle modifiche in materia di remunerazione degli amministratori apportate all'art. 7 del Codice stesso nel marzo 2010.

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.

Assetti proprietari

Struttura del capitale sociale

Il capitale della Società è costituito esclusivamente da azioni ordinarie, con diritto di voto sia nelle Assemblee ordinarie sia in quelle straordinarie. Alla fine dell'esercizio 2012 (e ancora alla data della presente relazione) il capitale sociale di Enel ammontava a euro 9.403.357.795, suddiviso in altrettante azioni ordinarie da nominali euro 1 ciascuna, che risultano quotate presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana.

(1) Disponibile nelle sue varie edizioni sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo http://www.borsaitaliana.it).

Partecipazioni rilevanti al capitale sociale e patti parasociali

In base alle risultanze del libro dei soci di Enel, alle comunicazioni effettuate alla CONSOB e pervenute alla Società e alle altre informazioni a disposizione, alla data della presente relazione non risultano azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società all'infuori del Ministero dell'Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana (in possesso del 31,24% del capitale sociale) e del gruppo facente capo a Blackrock Inc. (in possesso del 3,33% del capitale sociale, posseduto alla data dell'8 novembre 2012 a titolo di gestione del risparmio), né si ha conoscenza dell'esistenza di patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza aventi a oggetto le azioni della Società. Si segnala che nel gennaio 2012 Natixis SA è risultata temporaneamente in possesso di una partecipazione di poco superiore al 2% del capitale di Enel.

La Società risulta quindi soggetta al controllo di fatto da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze, che dispone di voti sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'Assemblea ordinaria di Enel; lo stesso Ministero non esercita peraltro su Enel alcuna attività di direzione e coordinamento, in quanto la Società adotta le decisioni gestionali in piena autonomia e nel rispetto delle competenze dei propri organi; ciò risulta confermato dall'art. 19, comma 6 del decreto legge n. 78/2009 (convertito con legge n. 102/2009), che ha chiarito che allo Stato italiano non trova applicazione la disciplina contenuta nel codice civile in materia di direzione e coordinamento di società.

Limite al possesso azionario e al diritto di voto

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, prevede che – all'infuori dello Stato italiano, di enti pubblici e dei soggetti sottoposti al rispettivo controllo – nessun azionista possa possedere, direttamente e/o indirettamente, azioni di Enel che rappresentino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale.

Il diritto di voto inerente alle azioni possedute in eccedenza rispetto all'indicato limite del 3% non può essere esercitato e si riduce proporzionalmente il diritto di voto che sarebbe spettato a ciascuno dei soggetti ai quali sia riferibile il limite di possesso azionario, salvo preventive indicazioni congiunte dei soci interessati. In caso di inosservanza, la deliberazione assembleare è impugnabile qualora risulti che la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti espressi in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato.

In base alla normativa in materia di privatizzazioni e alle sue successive modificazioni, la clausola statutaria che disciplina il limite al possesso azionario e al diritto di voto è destinata a decadere qualora il limite del 3% sia superato in seguito all'effettuazione di un'offerta pubblica di acquisto in conseguenza della quale l'offerente venga a detenere una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli Amministratori.

Poteri speciali dello Stato italiano

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) alcuni "poteri speciali", esercitabili a prescindere dalla quantità di azioni Enel possedute dallo stesso Ministero.

In particolare, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro delle Attività Produttive (attualmente Ministro per lo Sviluppo Economico), è titolare dei seguenti "poteri speciali", da esercitare nel rispetto dei criteri fissati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004:

a) opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti (vale a dire pari o superiori al 3% del capitale di Enel) da parte di soggetti nei cui confronti opera il limite al possesso azionario sopra descritto. L'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui l'operazione sia suscettibile di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;
b) opposizione alla conclusione dei patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza, nel caso in cui vi sia rappresentato almeno il 5% del capitale di Enel. Anche in tal caso l'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui i patti parasociali in questione siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;
c) veto all'adozione delle deliberazioni suscettibili di avere maggiore impatto sulla Società (per tali intendendosi le deliberazioni di scioglimento, di trasferimento dell'Azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'ogget-

to sociale, nonché quelle intese a sopprimere ovvero a modificare il contenuto dei "poteri speciali"). Il veto deve essere comunque motivato e può essere espresso solo nei casi in cui tali deliberazioni siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;

d) nomina di un Amministratore senza diritto di voto (e del relativo sostituto in caso di cessazione dall'incarico).

Si segnala che in data 26 marzo 2009 la Corte di Giustizia delle Comunità Europee ha dichiarato che l'Italia, avendo adottato le disposizioni di cui all'art. 1, comma 2, del citato decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004 contenente i criteri di esercizio dei "poteri speciali", è venuta meno agli obblighi a essa incombenti in forza degli artt. 43 (*libertà di stabilimento*) e 56 (*libera circolazione dei capitali*) del Trattato che istituisce la Comunità Europea.

Successivamente, con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 20 maggio 2010 è stata disposta l'abrogazione della disposizione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004 censurata dalla Corte di Giustizia delle Comunità Europee, che individuava specifiche circostanze in presenza delle quali si sarebbe reso possibile in concreto l'esercizio dei "poteri speciali" sopra indicati alle lettere a), b) e c). Rimane al momento ancora in vigore il comma 1 dell'art. 1 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004, secondo il quale i "poteri speciali" in questione possono essere esercitati "esclusivamente ove ricorrano rilevanti e imprescindibili motivi di interesse generale, in particolare con riferimento all'ordine pubblico, alla sicurezza pubblica, alla sanità pubblica e alla difesa, in forma e misure idonee e proporzionali alla tutela di detti interessi, anche mediante l'eventuale previsione di opportuni limiti temporali, fermo restando il rispetto dei princípi dell'ordinamento interno e comunitario e, tra questi, in primo luogo del principio di non discriminazione".

Al fine di garantire la piena compatibilità con i princípi del diritto comunitario della normativa nazionale in materia di "poteri speciali" dello Stato italiano nelle società privatizzate, è stata di recente predisposta una nuova disciplina in materia, destinata in prospettiva a comportare il superamento di quella fin qui descritta. Difatti, con il decreto legge n. 21/2012 (convertito con modificazioni dalla legge n. 56/2012) sono state dettate nuove norme in materia di "poteri speciali" sugli assetti societari nei settori della difesa e della sicurezza nazionale, nonché per le attività di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni.

In particolare, per quanto di interesse di Enel, l'art. 2 di tale provvedimento dispone anzitutto che con uno o più regolamenti, adottati con decreto del Presidente della Repubblica (e che non risultano ancora emanati alla data della presente relazione), sono individuati le reti e gli impianti, i beni e i rapporti di rilevanza strategica per l'interesse nazionale nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni. Tali regolamenti formano oggetto di aggiornamento almeno ogni tre anni.

È quindi previsto che qualsiasi delibera, atto od operazione, adottato da una società che detiene uno o più degli attivi così individuati e che abbia per effetto modifiche della titolarità, del controllo o della disponibilità degli attivi medesimi o il cambiamento della loro destinazione, debba essere notificato da parte della società alla Presidenza del Consiglio dei Ministri entro 10 giorni e, comunque, prima che ne sia data attuazione. Sono notificati entro il medesimo termine le delibere concernenti il trasferimento di società controllate che detengono i predetti attivi. Entro 15 giorni dalla notifica, il Presidente del Consiglio dei Ministri, con decreto adottato su conforme deliberazione del Consiglio dei Ministri: (i) può esprimere il proprio veto, qualora le delibere, atti od operazioni in questione diano luogo a una situazione eccezionale, non disciplinata dalla normativa nazionale ed europea di settore, di minaccia di grave pregiudizio per gli interessi pubblici relativi alla sicurezza e al funzionamento delle reti e degli impianti e alla continuità degli approvvigionamenti; oppure (ii) può imporre specifiche prescrizioni o condizioni, ogniqualvolta ciò sia sufficiente ad assicurare la tutela dei predetti interessi pubblici. Decorso il termine di 15 giorni dalla notifica senza che il Presidente del Consiglio dei Ministri abbia adottato alcun provvedimento, le delibere, atti od operazioni sopra indicati acquistano efficacia.

È inoltre previsto che l'acquisto, a qualsiasi titolo, da parte di un soggetto esterno all'Unione Europea, di partecipazioni di controllo in società che detengono gli attivi individuati come strategici debba essere notificato entro 10 giorni alla Presidenza del Consiglio dei Ministri. Qualora tale acquisto comporti una minaccia di grave pregiudizio per gli interessi pubblici sopra indicati, è previsto che, entro 15 giorni dalla notifica, il Presidente del Consiglio dei Ministri, con decreto adottato su conforme deliberazione del Consiglio dei Ministri: (i) possa condizionare l'efficacia dell'acquisto all'assunzione da parte dell'acquirente di impegni diretti a garantire la tutela dei predetti interessi pubblici, oppure, (ii) in casi eccezionali di rischio per la tutela degli interessi medesimi, non eliminabili attraverso l'assunzione dei predetti

impegni, possa opporsi all'acquisto. Decorso il termine di 15 giorni dalla notifica senza che il Presidente del Consiglio dei Ministri abbia adottato alcun provvedimento, l'acquisto può essere perfezionato.

L'art. 2 del decreto legge n. 21/2012 stabilisce inoltre che i "poteri speciali" da esso indicati possano essere esercitati esclusivamente sulla base di criteri oggettivi e non discriminatori, con particolare riferimento: (i) all'esistenza, tenuto conto anche delle posizioni ufficiali dell'Unione Europea, di motivi oggettivi che facciano ritenere possibile la sussistenza di legami fra l'acquirente e Paesi terzi che non riconoscono i princípi di democrazia o dello Stato di diritto, che non rispettano le norme del diritto internazionale o che hanno assunto comportamenti a rischio nei confronti della comunità internazionale desunti dalla natura delle loro alleanze o che hanno rapporti con organizzazioni criminali o terroristiche o con soggetti a esse comunque collegati; (ii) all'idoneità dell'assetto risultante dall'atto giuridico o dall'operazione, tenuto conto anche delle modalità di finanziamento dell'acquisizione e della capacità economica, finanziaria, tecnica e organizzativa dell'acquirente, a garantire la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti e/o il mantenimento, la sicurezza e l'operatività delle reti e degli impianti.

L'art. 3 del decreto legge n. 21/2012 prevede infine che, a decorrere dalla data di entrata in vigore dei decreti del Presidente della Repubblica che individuano gli attivi strategici, venga automaticamente abrogata la normativa in materia di privatizzazioni in base alla quale è stata dettata la disciplina in materia di "poteri speciali" contenuta nello statuto di Enel, e quest'ultima cessi automaticamente di avere efficacia.

Sempre in base alle previsioni del decreto legge n. 21/2012, rimane comunque ferma la disciplina contenuta nello statuto della Società (e nella normativa in materia di privatizzazioni) per quanto concerne i limiti al possesso azionario e al diritto di voto, descritta nel paragrafo che precede.

Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismi di esercizio dei diritti di voto

Il Testo Unico della Finanza prevede regole specifiche in materia di deleghe di voto, che derogano in parte per le società con azioni quotate rispetto a quanto disposto al riguardo dal codice civile e che risultano essere state significativamente modificate a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) intervenuto con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27.

In tale contesto, una disciplina specifica è apprestata per la sollecitazione delle deleghe di voto, definita come la richiesta di conferimento di deleghe di voto rivolta a più di duecento azionisti su specifiche proposte di voto, ovvero accompagnata da raccomandazioni, dichiarazioni o altre indicazioni idonee a influenzare il voto. Tuttavia il Testo Unico della Finanza chiarisce che non costituisce sollecitazione – e non soggiace quindi alla relativa specifica disciplina – la richiesta di conferimento di deleghe di voto accompagnata da raccomandazioni, dichiarazioni o altre indicazioni idonee a influenzare il voto rivolta ai propri associati dalle associazioni di azionisti – ivi incluse quelle che riuniscono azionisti dipendenti – che rispondono a specifici requisiti individuati dal medesimo Testo Unico della Finanza.

Al contempo, il Testo Unico della Finanza auspica che lo statuto delle società con azioni quotate contempli disposizioni intese ad agevolare l'espressione del voto tramite delega da parte degli azionisti dipendenti, favorendo in tal modo il relativo coinvolgimento nei processi decisionali assembleari.

Al riguardo lo statuto di Enel, fin dal 1999, prevede espressamente che, al fine di facilitare la raccolta di deleghe presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate che risultino associati ad associazioni di azionisti rispondenti ai requisiti previsti dalla normativa vigente in materia, vengano messi a disposizione delle stesse associazioni, secondo i termini e le modalità di volta in volta concordati con i loro legali rappresentanti, spazi da utilizzare per la comunicazione e per lo svolgimento dell'attività di raccolta di deleghe.

Nel marzo 2008 è stata notificata alla Società la costituzione di una associazione di azionisti dipendenti, denominata A.DI.G.E. - Associazione Azionisti Dipendenti Gruppo Enel, che risulta in possesso dei requisiti individuati dal Testo Unico della Finanza e alla quale si applica pertanto la disciplina statutaria di cui sopra.

Nomina e sostituzione degli Amministratori e modificazioni statutarie

Le norme che regolano la nomina e la sostituzione degli Amministratori sono esaminate nella seconda sezione del documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica").

Per quanto riguarda le norme applicabili alle modifica-

zioni dello statuto, l'Assemblea straordinaria delibera al riguardo con le maggioranze previste dalla legge.

Come consentito dalla legge, lo statuto della Società attribuisce tuttavia alla competenza del Consiglio di Amministrazione le deliberazioni aventi a oggetto:

- la fusione per incorporazione di società possedute interamente ovvero almeno al 90%, nonché l'ipotesi di scissione corrispondente a tale ultima fattispecie;
- l'istituzione o la soppressione di sedi secondarie;
- l'indicazione di quali tra gli Amministratori hanno la rappresentanza della Società;
- la riduzione del capitale sociale in caso di recesso di uno o più soci;
- l'adeguamento dello statuto a disposizioni normative;
- il trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale.

Si ricorda inoltre che lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) il "potere speciale" di veto all'adozione di alcune deliberazioni suscettibili di avere rilevante impatto sulla Società e di comportare al contempo una modificazione del relativo statuto, indicate in dettaglio nel paragrafo "Poteri speciali dello Stato italiano" di cui sopra.

Deleghe ad aumentare il capitale sociale e autorizzazioni all'acquisto di azioni proprie

Alla data della presente relazione risulta efficace una delega al Consiglio di Amministrazione ad aumentare il capitale sociale a servizio di un piano di *stock option* rivolto alla dirigenza della Società e del Gruppo, con conseguente esclusione del diritto di opzione dei soci.

In particolare, in base a tale delega, nel mese di giugno 2008 l'Assemblea straordinaria ha affidato al Consiglio di Amministrazione, per un periodo di cinque anni, la facoltà di aumentare in una o più volte il capitale sociale, in forma scindibile, per un massimo di euro 9.623.735, a servizio del piano di *stock option* per l'anno 2008, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria e per il quale il Consiglio di Amministrazione ha successivamente accertato il raggiungimento degli obiettivi cui era subordinato l'esercizio delle opzioni. Si segnala che il prezzo unitario di esercizio delle *stock option* assegnate con il piano 2008 è pari a euro 7,118, che il relativo esercizio è consentito fino alla fine del 2014 e che l'importo della delega sopra indicata è suscettibile di comportare una potenziale diluizione massima del capitale sociale pari allo 0,10% del suo ammontare registrato alla data della presente relazione. Per una dettagliata descrizione delle caratteristiche del piano di *stock option* per l'anno 2008 si fa riferimento a quanto indicato nelle note di commento al Bilancio civilistico della Società e al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2012.

Si segnala, per completezza, che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi alla fine del 2012 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i piani precedenti a quello sopra indicato è pari all'1,31%.

Alla data della presente relazione non esistono autorizzazioni in favore del Consiglio di Amministrazione a emettere strumenti finanziari partecipativi né ad acquistare azioni proprie della Società.

Clausole di *change of control*

A) Il *Credit Agreement* finalizzato all'acquisto di azioni Endesa

Nel mese di aprile 2007, al fine di finanziare l'acquisto di azioni della società spagnola Endesa SA nell'ambito dell'offerta pubblica di acquisto sull'intero capitale di tale società effettuata da parte di Enel, della controllata Enel Energy Europe Srl e delle società spagnole Acciona SA e Finanzas Dos SA (quest'ultima controllata a sua volta da Acciona SA), Enel e la controllata Enel Finance International SA (successivamente incorporata in Enel Finance International NV) hanno stipulato un *syndacated term and guarantee facility agreement* (nel prosieguo, per brevità, il "*Credit Agreement*") con un *pool* di banche per un importo complessivo di 35 miliardi di euro. Nel mese di aprile 2009 Enel ed Enel Finance International hanno negoziato con un *pool* di 12 banche una estensione del *Credit Agreement* per un importo di ulteriori 8 miliardi di euro e un prolungamento (rispetto alle scadenze contemplate dallo stesso *Credit Agreement*) del periodo previsto per il rimborso di tale ulteriore importo, con l'intento di finanziare l'acquisto da parte della controllata Enel Energy Europe Srl del 25,01% del capitale di Endesa SA posseduto da Acciona SA e Finanzas Dos SA. In particolare, è stato convenuto che gli ulteriori 8 miliardi di euro oggetto dell'estensione del *Credit Agreement* possano essere restituiti nel 2014, quanto a 5,5 miliardi di euro, e nel 2016, quanto ai residui 2,5 miliardi di euro. Nel mese di giugno 2009, a seguito dell'intervenuto acquisto da parte della controllata Enel Energy

Europe Srl del 25,01% del capitale di Endesa SA posseduto da Acciona SA e Finanzas Dos SA, l'indicata estensione di 8 miliardi di euro del *Credit Agreement* è stata interamente utilizzata. Al mese di dicembre 2012, a seguito dei rimborsi effettuati, l'importo residuo del *Credit Agreement* (comprensivo degli ulteriori 8 miliardi di euro sopra indicati) risulta pari a 617,5 milioni di euro.

Il *Credit Agreement* appresta una disciplina specifica per le ipotesi (nel prosieguo, per brevità, le "ipotesi di *change of control*") in cui (i) il controllo di Enel sia acquisito da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano, ovvero (ii) Enel o alcuna delle società da essa controllate conferiscano (anche tramite operazioni di fusione societaria) 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 ne risulti compromessa significativamente a giudizio del *pool* di banche.

In particolare, al verificarsi di una delle indicate ipotesi di *change of control*:

- ciascuna banca appartenente al *pool* potrà proporre di rinegoziare i termini e le condizioni del *Credit Agreement*, ovvero comunicare la propria intenzione di recedere dal contratto;
- Enel e la controllata Enel Finance International potranno decidere di rimborsare anticipatamente le somme ricevute e di cancellare senza penalità l'intero impegno finanziario assunto da ciascuna banca appartenente al *pool* (i) con cui la rinegoziazione dei termini e delle condizioni del *Credit Agreement* non abbia avuto successo ovvero (ii) che abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto;
- ciascuna delle banche da ultimo indicate appartenenti al *pool* potrà richiedere il rimborso anticipato delle somme erogate e la cancellazione dell'intero impegno finanziario da essa assunto;
- nel caso in cui nessuna delle banche appartenenti al *pool* abbia proposto di rinegoziare i termini e le condizioni del *Credit Agreement*, né abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto, il *Credit Agreement* conserva piena efficacia secondo i termini e le condizioni originariamente pattuite.

B) Il *Revolving Credit Facility Agreement*

Nel mese di aprile 2010, al fine di soddisfare generali esigenze di tesoreria, Enel e la controllata Enel Finance International SA (successivamente incorporata in Enel Finance International NV) hanno stipulato un *revolving credit facility agreement* con un *pool* di banche per un importo complessivo di 10 miliardi di euro, disponendo contestualmente l'estinzione di analogo accordo per un importo complessivo di 5 miliardi di euro sottoscritto nel 2005.

Tale contratto contempla una disciplina delle ipotesi di *change of control* e dei relativi effetti sostanzialmente analoga a quella del *Credit Agreement* descritta nel paragrafo A) che precede.

C) Il *Term Loan Facility*

Nel mese di febbraio 2012 la controllata Enel Finance International NV ha stipulato un *term loan* con un *pool* di banche di importo pari a 3,2 miliardi di euro, cui accede una garanzia prestata da Enel e che risulta caratterizzato da durata pari a cinque anni dalla data del primo utilizzo.

Il *term loan* contempla una disciplina delle ipotesi di *change of control* e dei relativi effetti sostanzialmente analoga a quella del *Credit Agreement* descritta nel paragrafo A) che precede.

D) La linea di credito *revolving* stipulata con UniCredit

Nel mese di luglio 2012, al fine di soddisfare specifiche esigenze di tesoreria, Enel ha stipulato una linea di credito *revolving* con UniCredit SpA per un importo complessivo di 500 milioni di euro e con una durata pari a circa 18 mesi dalla data di sottoscrizione.

Tale contratto prevede che, nel caso in cui il controllo di Enel sia acquisito da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano, il relativo mutamento negli assetti proprietari della Società debba tempestivamente essere comunicato a UniCredit SpA; quest'ultima, qualora abbia motivo di ritenere che tale mutamento di assetti proprietari possa avere conseguenze negative sulla capacità di Enel di adempiere alle obbligazioni che formano oggetto del contratto di finanziamento, ha facoltà di richiedere la sospensione dell'utilizzo da parte di Enel delle somme non utilizzate, nonché il rimborso degli importi erogati.

E) I finanziamenti BEI a Enel Distribuzione

Nel mese di giugno 2007, al fine di sviluppare i propri investimenti nel settore delle energie rinnovabili e della tutela ambientale, la controllata Enel Produzione SpA ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti (nel prosieguo, per brevità, "BEI") un contratto di finanziamento per

un importo fino a 450 milioni di euro (importo successivamente ridotto a seguito di accordi tra le parti a 400 milioni di euro), avente scadenza nel luglio 2027.

Tale contratto prevede che tanto Enel Produzione SpA quanto Enel hanno l'obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti dei rispettivi assetti di controllo. Qualora ritenga che tali mutamenti possano avere conseguenze negative sull'affidabilità sotto il profilo finanziario di Enel Produzione SpA ovvero di Enel, la BEI potrà richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche del contratto o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti. Nel caso in cui le soluzioni da essa proposte non vengano accettate da Enel Produzione SpA, la stessa BEI ha facoltà di risolvere unilateralmente il contratto di finanziamento in questione.

F) I finanziamenti BEI a Enel Distribuzione

Nel mese di novembre 2006, al fine di sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di sua proprietà, la controllata Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la BEI un contratto di finanziamento per un importo di 600 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2026. Al mese di dicembre 2012, a seguito dei rimborsi effettuati, l'importo residuo di tale finanziamento risulta pari a 560 milioni di euro.

Al contratto in questione accede un contratto di garanzia stipulato tra la BEI ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante del finanziamento sopra indicato, ha l'obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti del proprio assetto di controllo. A seguito di tale comunicazione la BEI provvederà a valutare la situazione venutasi a determinare, ai fini di un eventuale mutamento delle condizioni che regolano l'indicato finanziamento erogato a Enel Distribuzione SpA.

G) Il finanziamento Cassa Depositi e Prestiti ad Enel Distribuzione

Nel mese di aprile 2009 la medesima Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la Cassa Depositi e Prestiti SpA (nel prosieguo, per brevità, "CDP") un contratto quadro di finanziamento per un importo di 800 milioni di euro, avente scadenza nel mese di dicembre 2028 e finalizzato anch'esso a sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di proprietà di tale controllata. Nel corso del 2011 sono state stipulate tra le parti due estensioni del contratto quadro di finanziamento, per complessivi 540 milioni di euro.

Anche a tale accordo accede un contratto di garanzia stipulato tra CDP ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante del finanziamento sopra indicato, ha l'obbligo di informare CDP (i) di ogni modificazione della composizione del capitale di Enel Distribuzione SpA che possa comportare la perdita del controllo di tale società, nonché (ii) di un eventuale rilevante deterioramento della situazione ovvero delle prospettive patrimoniali, economiche, finanziarie od operative della stessa Enel Distribuzione SpA e/o di Enel. Il verificarsi di una di tali fattispecie può comportare l'obbligo per Enel Distribuzione SpA di restituire immediatamente a CDP il finanziamento ricevuto.

Indennità degli Amministratori in caso di scioglimento anticipato del rapporto, anche a seguito di un'offerta pubblica di acquisto

Il trattamento economico spettante all'Amministratore Delegato (nonché Direttore Generale) di Enel prevede una indennità di fine mandato, che viene riconosciuta anche in caso di anticipata estinzione del rapporto di amministrazione conseguente a dimissioni per giusta causa ovvero a revoca senza giusta causa.

Per una puntuale descrizione della disciplina di tale indennità si fa riferimento a quanto indicato nel paragrafo 1.2.3 della prima sezione della Relazione sulla remunerazione approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni, in data 4 aprile 2013 e disponibile presso la sede sociale, nonché sul sito internet della Società.

Non sono invece previste specifiche indennità in caso di cessazione del rapporto di lavoro di alcuno dei componenti il Consiglio di Amministrazione a seguito di un'offerta pubblica di acquisto.

Organizzazione della Società

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 princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle 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.

Sezione II: attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e ulteriori informazioni

Consiglio di Amministrazione

Ruolo e funzioni

Il Consiglio di Amministrazione della Società riveste un ruolo centrale nell'ambito della *governance* aziendale, risultando titolare di poteri riguardanti gli indirizzi strategici, organizzativi e di controllo della Società e del Gruppo. Tenuto conto del proprio ruolo, il Consiglio di Amministrazione si riunisce con regolare cadenza e opera in modo da garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni.

In particolare, il Consiglio di Amministrazione, in base a quanto stabilito dalla legge e a quanto previsto da proprie apposite deliberazioni (con specifico riferimento a quella da ultimo adottata nel mese di dicembre 2012):

> definisce il sistema di *corporate governance* della Società e del Gruppo;

> provvede alla costituzione al proprio interno di appositi comitati, con funzioni consultive e propositive, di cui nomina i componenti e individua le attribuzioni in sede di approvazione dei rispettivi regolamenti organizzativi;

> attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato, definendone contenuto, limiti ed eventuali modalità di esercizio. In base alle deleghe vigenti l'Amministratore Delegato è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti da disposizioni di legge o di regolamento, dallo statuto sociale ovvero riservati al Consiglio di Amministrazione in base alle deliberazioni di quest'ultimo organo e qui di seguito descritti;

> riceve, al pari del Collegio Sindacale, un'informativa dall'Amministratore Delegato circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, consuntivata su base trimestrale in un'apposita relazione. In particolare, per quanto concerne tutte le operazioni di maggior rilievo compiute nell'ambito dei propri poteri (ivi incluse eventuali operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate, la cui approvazione non sia riservata al Consiglio di Amministrazione), l'Amministratore Delegato riferisce al Consiglio circa: (i) le caratteristiche delle operazioni medesime; (ii) i soggetti coinvolti e la loro eventuale correlazione con società del Gruppo; (iii) le modalità di determinazione dei corrispettivi previsti; e (iv) i relativi effetti economici e patrimoniali;

> definisce, sulla base delle analisi e delle proposte formulate dall'apposito Comitato, la politica per la remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche; in attuazione di tale politica determina, in base alle proposte formulate dal Comitato stesso e sentito il Collegio Sindacale, la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche e delibera in merito all'adozione di piani di incentivazione per la generalità del *management*;

- sulla base delle informazioni ricevute, valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società e del Gruppo; delibera sulle modifiche dell'assetto organizzativo generale proposte dall'Amministratore Delegato;
- esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo, dei quali provvede a monitorare periodicamente l'attuazione. Sotto tale profilo, il vigente assetto dei poteri in ambito aziendale prevede, in particolare, che il Consiglio di Amministrazione deliberi circa l'approvazione:
  - del *budget* annuale e del piano industriale del Gruppo (che recepiscono i *budget* annuali e i piani pluriennali predisposti dalle varie società del Gruppo);
  - degli accordi di carattere strategico, definendo inoltre – su proposta dell'Amministratore Delegato e sentito il Presidente – gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo;
- esamina e approva preventivamente le operazioni della Società e del Gruppo aventi un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale o finanziario, specie se effettuate con parti correlate o altrimenti caratterizzate da un potenziale conflitto di interessi.

  In particolare, tutte le operazioni finanziarie di rilevante entità (per tali intendendosi: (i) l'emissione di obbligazioni e l'assunzione di finanziamenti di importo superiore a 50 milioni di euro da parte della Società; (ii) l'emissione di obbligazioni e l'assunzione di finanziamenti da parte di società controllate, allorché, in entrambi i casi, venga richiesto il rilascio di una garanzia da parte di Enel o si tratti di operazioni di importo superiore a 300 milioni di euro; nonché (iii) il rilascio di garanzie da parte di Enel, nell'interesse di società controllate o di terzi, in entrambi i casi se di importo superiore a 25 milioni di euro) sono preventivamente approvate – se di competenza della Società – ovvero valutate – se relative ad altre società del Gruppo – dal Consiglio di Amministrazione.

  Inoltre, le acquisizioni e le alienazioni di partecipazioni societarie di valore superiore a 25 milioni di euro sono preventivamente approvate – se effettuate direttamente dalla Capogruppo – ovvero valutate – se di competenza delle altre società del Gruppo – dallo stesso Consiglio di Amministrazione; quest'ultimo approva infine le convenzioni (con Ministeri, enti locali ecc.) che comportano impegni di spesa superiori a 25 milioni di euro;
- svolge un ruolo di indirizzo e di valutazione dell'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, definendo la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo ed esercitando le prerogative individuate in tale ambito dal Codice di Autodisciplina (secondo quanto indicato più in dettaglio nella presente sezione del documento *sub* "Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi");
- dispone circa l'esercizio del diritto di voto da esprimere nelle Assemblee delle principali società del Gruppo e provvede alla designazione dei componenti degli organi amministrativi e di controllo delle società stesse;
- provvede alla nomina del Direttore Generale nonché al conferimento dei relativi poteri;
- valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, con particolare riguardo alle situazioni di conflitto di interessi, utilizzando le informazioni ricevute dall'Amministratore Delegato e verifica periodicamente il conseguimento dei risultati programmati;
- formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci e riferisce in Assemblea sull'attività svolta e programmata, adoperandosi per assicurare agli azionisti un'adeguata informativa sugli elementi necessari perché essi possano concorrere consapevolmente alle decisioni di competenza assembleare.

Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica

Secondo le previsioni dello statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione si compone da tre a nove membri, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci (che ne determina il numero entro tali limiti) per un periodo non superiore a tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato. A essi può aggiungersi un Amministratore senza diritto di voto, la cui eventuale nomina è riservata allo Stato italiano in forza della normativa in materia di privatizzazioni e di una specifica previsione statutaria (secondo quanto indicato nella prima sezione del documento *sub* "Assetti proprietari - Poteri speciali dello Stato italiano"); finora tale potere di nomina non è stato esercitato dallo Stato italiano.

In base alla legislazione vigente, tutti gli Amministratori devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità previsti per i Sindaci di società con azioni quotate, nonché per gli esponenti aziendali di soggetti che partecipano al capitale di intermediari finanziari.

Lo statuto prevede inoltre, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni e in

conformità anche alle integrazioni apportate alla fine del 2005 al Testo Unico della Finanza, che la nomina dell'intero Consiglio di Amministrazione abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire una presenza nell'organo di gestione di componenti designati dalle minoranze azionarie in misura pari ai tre decimi degli Amministratori da eleggere con arrotondamento, in caso di numero frazionario, all'unità superiore.

Ciascuna lista deve includere almeno due candidati in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (vale a dire quelli previsti per i Sindaci di società con azioni quotate), menzionando distintamente tali candidati e indicando uno di essi al primo posto della lista.

Inoltre – in attuazione delle integrazioni apportate nel luglio del 2011 al Testo Unico della Finanza al fine di assicurare l'equilibrio tra i generi nella composizione degli organi di amministrazione e di controllo delle società con azioni quotate, nonché alla luce delle disposizioni di attuazione dettate dalla CONSOB nell'ambito del Regolamento Emittenti, e in base alle modifiche statutarie deliberate dall'Assemblea straordinaria del 30 aprile 2012 – in occasione dei primi tre rinnovi del Consiglio di Amministrazione successivi al 12 agosto 2012, le liste che presentano un numero di candidati pari o superiore a tre dovranno includere altresì candidati di genere diverso, secondo quanto sarà specificamente indicato nell'avviso di convocazione dell'Assemblea. Con riferimento alle modalità di elezione del Consiglio di Amministrazione, le modifiche statutarie da ultimo indicate contemplano poi un apposito meccanismo di "scorrimento" all'interno delle liste cui è previsto il ricorso qualora, a esito delle votazioni, non risulti rispettato l'equilibrio tra i generi richiesto dalla normativa vigente.

Le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possono essere presentate dal Consiglio di Amministrazione uscente ovvero da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, risultino titolari della quota di partecipazione minima al capitale sociale stabilita dalla CONSOB con regolamento (in concreto, in funzione della capitalizzazione di Borsa delle azioni Enel, alla data della presente relazione la quota di partecipazione richiesta risulta pari almeno allo 0,5% del capitale sociale). Le liste devono essere depositate presso la sede sociale, a cura di chi procede alla relativa presentazione, almeno 25 giorni prima della data dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione; esse vengono quindi pubblicate a cura della Società sul proprio sito internet e messe a disposizione del pubblico presso la sede sociale almeno 21 giorni prima della data dell'Assemblea medesima, garantendo in tal modo una procedura trasparente per la nomina del Consiglio di Amministrazione.

Un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati – accompagnata dalla indicazione dell'eventuale idoneità dei medesimi a qualificarsi come indipendenti ai sensi di legge e/o del Codice di Autodisciplina – forma oggetto di deposito presso la sede sociale unitamente alle liste, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società.

Ai fini del riparto degli Amministratori da eleggere, non si tiene conto dei candidati indicati nelle liste che abbiano ottenuto un numero di voti inferiore alla metà della percentuale richiesta per la presentazione delle liste stesse (vale a dire, alla data della presente relazione, lo 0,25% del capitale sociale).

Per la nomina di Amministratori che, per qualsiasi ragione, non vengono eletti secondo il procedimento del "voto di lista", l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e in modo da assicurare comunque:

- la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (vale a dire almeno un Amministratore se il Consiglio è composto da non più di sette membri, ovvero due Amministratori se il Consiglio è composto da più di sette membri);
- il rispetto della normativa vigente in materia di equilibrio tra i generi; nonché
- il principio di una proporzionale rappresentanza delle minoranze azionarie nel Consiglio di Amministrazione.

La sostituzione degli Amministratori è regolata dalle disposizioni di legge. A integrazione di quanto stabilito da queste ultime, lo statuto dispone che:

- se uno o più degli Amministratori cessati erano stati tratti da una lista contenente anche nominativi di candidati non eletti, la sostituzione viene effettuata nominando, secondo l'ordine progressivo, persone tratte dalla lista cui apparteneva l'Amministratore venuto meno e che siano tuttora eleggibili e disposte ad accettare la carica;
- in ogni caso la sostituzione dei Consiglieri cessati viene effettuata da parte del Consiglio di Amministrazione assicurando la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge, nonché garantendo il rispetto della normativa vigente in materia di equilibrio tra i generi;
- se viene meno la maggioranza dei Consiglieri nominati dall'Assemblea, si intende dimissionario l'intero Consiglio e l'Assemblea deve essere convocata senza indugio

dagli Amministratori rimasti in carica per la ricostituzione dello stesso.

Si segnala che la Società non ha adottato piani per la successione degli Amministratori esecutivi, in quanto finora, tenuto conto della struttura della compagine sociale di Enel, (i) la figura dell'Amministratore Delegato, per le specifiche caratteristiche professionali e di esperienza manageriale che essa richiede, risulta di fatto agevolmente individuabile nell'ambito dei nominativi indicati nella lista presentata dall'azionista di riferimento Ministero dell'Economia e delle Finanze, mentre (ii) la nomina del Presidente del Consiglio di Amministrazione viene direttamente deliberata dall'Assemblea, in base a una proposta e con il concorso del voto determinante dello stesso azionista di riferimento.

Secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria del 29 aprile 2011, il Consiglio di Amministrazione in carica si compone di nove membri, il cui mandato scade in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'esercizio 2013. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, alla data della presente relazione il Consiglio di Amministrazione risulta quindi composto dai membri che sono di seguito indicati unitamente alle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca titolare del 31,24% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 20 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dello 0,98% del capitale della Società).

- Paolo Andrea Colombo, 52 anni, Presidente (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Fulvio Conti, 65 anni, Amministratore Delegato e Direttore Generale (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Alessandro Banchi, 66 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- Lorenzo Codogno, 53 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Mauro Miccio, 57 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Fernando Napolitano, 48 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Pedro Solbes Mira, 70 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- Angelo Taraborrelli, 64 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- Gianfranco Tosi, 65 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Nell'Allegato 1 alla presente relazione è riportato un breve profilo professionale dei sopra indicati componenti il Consiglio di Amministrazione della Società.

Gli Amministratori sono consapevoli dei compiti e delle responsabilità inerenti alla carica ricoperta; essi, al pari dei Sindaci, sono tenuti costantemente informati dalle competenti Funzioni aziendali sulle principali novità legislative e regolamentari concernenti la Società e l'esercizio delle proprie funzioni, prendendo inoltre parte a iniziative volte ad accrescere la conoscenza della realtà e delle dinamiche aziendali, così da poter svolgere ancor più efficacemente il loro ruolo. In particolare, nel corso del 2012 è stato proposto agli Amministratori non esecutivi e ai Sindaci di partecipare a spese della Società a un programma di formazione organizzato da Assogestioni e Assonime sui compiti e le responsabilità inerenti alla carica di componente di organi di amministrazione e controllo di società con azioni quotate alla luce delle novità introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011.

Gli Amministratori svolgono i propri compiti con cognizione di causa e in autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

Compensi

Il compenso dei componenti il Consiglio di Amministrazione è determinato dall'Assemblea dei soci; quello aggiuntivo per i componenti dei comitati con funzioni consultive e propositive costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione è fissato dal Consiglio medesimo, su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale; il trattamento economico complessivo spettante al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale è anch'esso individuato dal Consiglio di Amministrazione, sempre su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale.

Per una compiuta descrizione della struttura e della misura dei compensi in questione per l'esercizio 2012, si fa riferimento a quanto indicato nella seconda sezione della Relazione sulla remunerazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni, in data 4 aprile 2013 e disponibile presso la sede sociale, nonché sul sito internet della Società.

Limiti al cumulo degli incarichi degli Amministratori

Gli Amministratori accettano la carica e la mantengono in quanto ritengono di potere dedicare allo svolgimento diligente dei loro compiti il tempo necessario, tenuto conto sia del numero e della qualità degli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, sia dell'impegno loro richiesto dalle ulteriori attività lavorative e professionali svolte e dalle cariche associative ricoperte.

A tale riguardo si segnala che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato (e formalizzato in un apposito documento, che ha formato oggetto di modifica, da ultimo, nel mese di dicembre 2012) una *policy* in merito al numero massimo di incarichi che i relativi componenti possono rivestire negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, al fine di assicurare agli interessati una disponibilità di tempo *idonea a garantire un efficace espletamento* del ruolo da essi ricoperto nel Consiglio di Amministrazione di Enel, che tenga anche conto della relativa partecipazione ai comitati costituiti nell'ambito del medesimo Consiglio.

Seguendo le indicazioni fornite dal Codice di Autodisciplina, la menzionata *policy* considera a tal fine rilevanti i soli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo delle seguenti tipologie di società:

a) società con azioni quotate in mercati regolamentati, anche esteri;
b) società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che operano nei settori assicurativo, bancario, dell'intermediazione mobiliare, del risparmio gestito o finanziario;
c) altre società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che, pur operando in settori diversi da quelli indicati alla precedente lettera b), abbiano un attivo patrimoniale superiore a 1 miliardo di euro e/o ricavi superiori a 1,7 miliardi di euro in base all'ultimo bilancio approvato.

Nel rispetto di quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, la *policy* elaborata dal Consiglio di Amministrazione individua quindi limiti differenziati al cumulo degli incarichi (resi misurabili attraverso un sistema di "pesi" specifici per ciascun tipo di incarico) in funzione (i) dell'impegno connesso al ruolo ricoperto da ciascun Amministratore tanto nell'organo gestorio di Enel quanto negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, nonché (ii) della natura delle società presso cui vengono svolti gli altri incarichi, escludendo dal relativo computo quelli rivestiti in società controllate ovvero partecipate da Enel.

In occasione delle modifiche apportate alla *policy* in questione nel mese di dicembre 2012, è stato espressamente previsto – in linea con le raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011 – che, salvo diversa e motivata valutazione espressa da parte del Consiglio di Amministrazione, l'Amministratore Delegato di Enel non possa comunque rivestire l'incarico di Amministratore in un'altra società di rilevanti dimensioni non appartenente al Gruppo Enel e di cui sia principale responsabile della gestione (*chief executive officer*) un Amministratore di Enel.

In base alle comunicazioni effettuate dagli Amministratori della Società in attuazione della *policy* sopra indicata – e tenuto conto delle verifiche compiute dal Consiglio di Amministrazione, da ultimo, nel mese di dicembre 2012 – ciascuno degli Amministratori di Enel ricopre attualmente un numero di incarichi negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni che risulta compatibile con i limiti posti dalla *policy* medesima.

Riunioni del Consiglio e ruolo del Presidente

Nel corso dell'esercizio 2012 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 14 riunioni, durate in media circa 3 ore e 15 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei diversi Consiglieri e la presenza del Collegio Sindacale nonché del magistrato delegato della Corte dei Conti. Per quanto riguarda l'esercizio 2013, sono state programmate 13 adunanze consiliari, di cui 4 già tenute.

Nel corso del 2012 alle riunioni del Consiglio di Amministrazione sono stati regolarmente invitati a prendere parte i Responsabili delle Funzioni aziendali competenti sulle diverse materie all'ordine del giorno, i quali hanno provveduto, su invito dell'Amministratore Delegato, a fornire gli opportuni approfondimenti sugli argomenti in discussione.

Le attività del Consiglio di Amministrazione vengono coordinate dal Presidente, che svolge un ruolo di impulso sul funzionamento di tale organo. In particolare, il Presidente convoca le riunioni consiliari, ne fissa l'ordine del giorno e guida il relativo svolgimento, adoperandosi affinché la documentazione relativa agli argomenti all'ordine del giorno sia portata a conoscenza degli Amministratori e dei

Sindaci con congruo anticipo rispetto alla data delle singole riunioni; a tale ultimo riguardo si segnala che il Consiglio di Amministrazione, nel mese di dicembre 2012, ha ritenuto generalmente congruo un preavviso di tre giorni per l'invio della documentazione consiliare (pur avendo al contempo riconosciuto che tale termine possa essere opportunamente ampliato o ridotto, rispettivamente, in caso di documentazione di particolare rilevanza e/o complessità, ovvero di operazioni urgenti o in corso di evoluzione) e ha avuto modo di constatare che nel corso del 2012 tale termine è stato generalmente rispettato.

Il Presidente verifica inoltre l'attuazione delle deliberazioni consiliari, presiede l'Assemblea e – al pari dell'Amministratore Delegato – ha poteri di rappresentanza legale della Società.

Oltre ai poteri previsti dalla legge e dallo statuto per quanto concerne il funzionamento degli organi sociali (Assemblea e Consiglio di Amministrazione), al Presidente competono altresì – da ultimo in base a deliberazione consiliare adottata nel mese di dicembre 2012 – i compiti (i) di concorrere alla formulazione delle strategie societarie, d'intesa con l'Amministratore Delegato e ferme rimanendo le prerogative in materia riconosciute dal Consiglio di Amministrazione a quest'ultimo, nonché (ii) di concorrere, d'intesa con l'Amministratore Delegato, alla formulazione al Consiglio di Amministrazione delle proposte relative alla nomina, alla revoca e alla remunerazione del Responsabile della Funzione *Audit* della Società.

Il Presidente intrattiene infine rapporti con organi istituzionali e autorità, d'intesa e in coordinamento con l'Amministratore Delegato.

Valutazione del funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei comitati

Nell'ultimo scorcio dell'esercizio 2012 il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza di una società specializzata nel settore non avente alcun ulteriore rapporto professionale o commerciale con Enel o con altre società del Gruppo, ha effettuato – e completato nel mese di febbraio 2013 – una valutazione della dimensione, della composizione e del funzionamento del Consiglio stesso e dei suoi comitati (c.d. *"board review"*), in linea con le più evolute pratiche di *corporate governance* diffuse all'estero e recepite dal Codice di Autodisciplina. Tale *board review* fa seguito ad analoghe iniziative assunte con cadenza annuale dal Consiglio di Amministrazione a partire dal 2004.

L'analisi, condotta attraverso la compilazione di un questionario da parte di ciascun Consigliere cui hanno fatto seguito interviste individuali svolte da parte della società di consulenza, si è concentrata, come di consueto, sui profili più qualificanti concernenti il Consiglio stesso, quali: (i) la composizione, il ruolo e le responsabilità di tale organo; (ii) l'organizzazione e lo svolgimento delle riunioni consiliari, i relativi flussi informativi e i processi decisionali adottati; (iii) l'utilità e la frequenza delle riunioni di *induction* al fine di ampliare la visibilità e la comprensione dei più rilevanti aspetti strategici e operativi; (iv) i rapporti del Consiglio di Amministrazione con il *top management* della Società e del Gruppo; (v) la composizione e il funzionamento dei comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione; (vi) l'adeguatezza delle strutture organizzative che supportano i lavori del Consiglio di Amministrazione e dei suoi comitati.

Tra i punti di forza emersi dalla *board review* relativa all'esercizio 2012 si segnalano, anzitutto, lo spirito di coesione riscontrato nell'ambito del Consiglio di Amministrazione, che agevola il processo deliberativo; i flussi informativi su cui si basa il processo medesimo, che sono percepiti dai Consiglieri come chiari, completi, efficaci e tempestivi; l'ampiezza dei dibattiti consiliari, supportata da un'adeguata consapevolezza dei Consiglieri circa le strategie e i rischi aziendali; la verbalizzazione del dibattito e delle deliberazioni, che è considerata puntuale e accurata. Le dimensioni del Consiglio di Amministrazione e le competenze riscontrabili al suo interno sono ritenute adeguate, al pari del numero e della durata delle riunioni consiliari. L'attività svolta da parte del Presidente e le modalità con cui quest'ultimo coordina i lavori del Consiglio di Amministrazione continuano a formare oggetto di una valutazione assai positiva da parte degli altri Consiglieri, i quali hanno confermato inoltre il loro apprezzamento tanto per la trasparenza informativa dei Vertici aziendali nel corso delle riunioni consiliari, quanto per i contributi e gli approfondimenti sulle tematiche di maggiore rilievo forniti dai *top manager* chiamati a intervenire nel corso delle riunioni stesse, che hanno consentito di arricchire il dibattito con ulteriori elementi conoscitivi. Per quanto riguarda i comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione, è stata ribadita un'ampia condivisione in merito all'adeguatezza della relativa composizione, al loro ruolo e all'efficacia dell'attività svolta, agevolata sia dal supporto ricevuto dalle strutture aziendali dedicate

sia dall'accessibilità alle informazioni richieste. Il quadro complessivo sopra delineato conferma – secondo quanto osservato dalla società di consulenza, anche alla luce di un'indagine di *benchmark* da essa appositamente svolta – che il Consiglio di Amministrazione di Enel e i suoi comitati operano con efficacia e trasparenza, facendo larga applicazione delle *best practice* in materia di *corporate governance*.

Con riferimento all'auspicio, espresso in occasione della precedente *board review*, circa l'opportunità di accompagnare i documenti più voluminosi e complessi, oggetto di esame da parte del Consiglio di Amministrazione, con note di sintesi intese a compendiarne i contenuti più rilevanti, è stato osservato come tali istanze siano state prontamente e pienamente soddisfatte, così come per altro verso è stata constatata un'adeguata tempestività per quanto riguarda la consegna della documentazione in vista delle riunioni consiliari.

Facendo seguito a un'iniziativa introdotta all'esito della prima *board review* (condotta nel 2004), è stato organizzato anche nel corso del 2012 il vertice strategico annuale, svoltosi nel mese di ottobre e dedicato all'analisi e all'approfondimento da parte dei componenti il Consiglio di Amministrazione delle strategie di lungo termine nei diversi settori di attività del Gruppo. Gli Amministratori hanno avuto modo di confermare all'esito della *board review* la particolare utilità di tale strumento formativo, di cui hanno auspicato un'estensione della durata al fine di assicurare un confronto ancora più approfondito tra il *top management* e i Consiglieri, che potrebbe ampliare le opportunità per questi ultimi di fornire il proprio apporto in sede di definizione delle strategie aziendali.

Tra le limitate aree di miglioramento evidenziate da taluni Consiglieri, è stata sottolineata l'opportunità, per un verso, di approfondire maggiormente le strategie dei principali concorrenti in ambito internazionale, alla luce della crescente importanza per Enel dell'espansione nei mercati esteri e, per altro verso, di effettuare un esame più regolare e frequente delle strategie di lungo termine della Società e del Gruppo, anche valorizzando ulteriormente la portata e allungando l'estensione del vertice strategico annuale.

Amministratori esecutivi e non esecutivi

Il Consiglio di Amministrazione si compone di Amministratori esecutivi e non esecutivi.

Nel rispetto di quanto indicato dal Codice di Autodisciplina, sono considerati Amministratori esecutivi:

- l'Amministratore Delegato della Società (ovvero di società del Gruppo aventi rilevanza strategica), nonché il relativo Presidente cui siano attribuite deleghe individuali di gestione o che abbia uno specifico ruolo nell'elaborazione delle strategie aziendali;
- gli Amministratori che ricoprono incarichi direttivi nella Società (ovvero in società del Gruppo aventi rilevanza strategica) ovvero presso il soggetto controllante, quando l'incarico riguardi anche la Società.

Gli Amministratori che non rientrano in alcuna delle casistiche sopra indicate sono qualificabili come non esecutivi.

In base all'analisi compiuta nel mese di dicembre 2012 dal Consiglio di Amministrazione, fatta eccezione per il Presidente e l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, gli altri sette membri del medesimo Consiglio (Alessandro Banchi, Lorenzo Codogno, Mauro Miccio, Fernando Napolitano, Pedro Solbes Mira, Angelo Taraborrelli e Gianfranco Tosi) sono risultati qualificabili come non esecutivi.

Per quanto riguarda la figura del Presidente, si segnala che la qualificazione del medesimo come Amministratore esecutivo discende dallo specifico ruolo che il vigente assetto dei poteri gli riconosce con riferimento alla elaborazione delle strategie aziendali, mentre non si riscontra la titolarità di deleghe individuali di gestione in capo all'interessato.

Per quanto riguarda l'Amministratore Delegato, a quest'ultimo sono conferiti tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti da disposizioni di legge e di regolamento, dallo statuto sociale ovvero dall'assetto dei poteri riveduto, da ultimo, nel mese di dicembre 2012 (per quanto concerne le materie che in base a tale assetto risultano riservate al Consiglio di Amministrazione si fa rinvio a quanto indicato nella presente sezione del documento *sub* "Consiglio di Amministrazione - Ruolo e funzioni").

Il numero, la competenza, la professionalità, l'autorevolezza e la disponibilità di tempo degli Amministratori non esecutivi risultano idonei a garantire che il loro giudizio possa avere un peso significativo nell'assunzione delle decisioni consiliari.

Gli Amministratori non esecutivi apportano le loro specifiche competenze nelle discussioni consiliari, in modo da

favorire un esame degli argomenti in discussione secondo prospettive diverse e una conseguente assunzione di deliberazioni meditate, consapevoli e allineate con l'interesse sociale.

Amministratori indipendenti

Sulla base delle informazioni fornite dai singoli interessati o comunque a disposizione della Società, nel mese di dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione ha attestato la sussistenza dei requisiti di indipendenza contemplati dal Codice di Autodisciplina in capo ai Consiglieri Alessandro Banchi, Mauro Miccio, Fernando Napolitano, Pedro Solbes Mira, Angelo Taraborrelli e Gianfranco Tosi.

In particolare, sono stati considerati indipendenti i Consiglieri non esecutivi che non intrattengono, né hanno di recente intrattenuto, neppure indirettamente, con la Società o con soggetti legati alla Società, relazioni tali da condizionarne attualmente l'autonomia di giudizio.

Come di consueto, la procedura seguita al riguardo da parte del Consiglio di Amministrazione ha preso le mosse dall'esame di un documento informativo, nel quale sono stati riportati gli incarichi rivestiti e i rapporti intrattenuti dagli Amministratori non esecutivi suscettibili di assumere rilievo ai fini della valutazione della relativa indipendenza; a tale fase ha fatto seguito l'autovalutazione condotta da ciascuno degli Amministratori non esecutivi circa la propria posizione personale, seguita a sua volta dalla valutazione finale compiuta collegialmente dal Consiglio di Amministrazione con l'astensione, a rotazione, dei singoli componenti la cui posizione ha formato oggetto di esame.

Nel formulare la propria valutazione circa l'indipendenza dei Consiglieri non esecutivi, il Consiglio di Amministrazione ha tenuto conto delle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza, e ha applicato a tale riguardo il principio della prevalenza della sostanza sulla forma indicato dallo stesso Codice.

Si segnala a tale ultimo riguardo che, in occasione della menzionata valutazione circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi del dicembre 2012, il Consiglio di Amministrazione, proprio facendo applicazione del principio generale della prevalenza della sostanza sulla forma da ultimo indicato, ha riconosciuto il possesso dei requisiti di indipendenza indicati dal Codice di Autodisciplina anche in capo ai Consiglieri Fernando Napolitano e Gianfranco Tosi, avendo ritenuto che l'indipendenza di questi ultimi possa essere valutata, in modo più appropriato, tenendo conto dell'autonomia di giudizio mostrata dagli interessati rispetto alla Società, ai relativi Amministratori esecutivi nonché all'azionista di riferimento Ministero dell'Economia e delle Finanze che li ha candidati, piuttosto che avendo riguardo al criterio meramente temporale dell'avere ricoperto l'incarico di Amministratore dell'Enel per più di nove anni negli ultimi dodici.

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione ha confermato la validità di specifici parametri quantitativi – adottati per la prima volta in occasione della valutazione di indipendenza effettuata nel mese di febbraio 2010 – applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale che possono intercorrere, direttamente o indirettamente, tra gli Amministratori e la Società; il superamento di tali parametri (indicati nella Tabella 1 riportata in allegato alla presente relazione, unitamente alle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza) dovrebbe precludere in linea di principio, salva la ricorrenza di specifiche circostanze da valutare in concreto, la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice stesso in capo all'Amministratore non esecutivo cui trovano applicazione. Si evidenzia in proposito che, in occasione della citata valutazione circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi del dicembre 2012, il Consiglio di Amministrazione ha preso atto della insussistenza di rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale intercorrenti ovvero intercorsi negli esercizi 2011 e 2012, direttamente o indirettamente, tra la Società (ovvero soggetti legati a quest'ultima) e gli indicati Amministratori qualificati come indipendenti, tali da condizionare l'autonomia di giudizio di questi ultimi.

In occasione della valutazione effettuata nel mese di dicembre 2012, il Consiglio di Amministrazione ha avuto modo di accertare in capo ai sei Amministratori non esecutivi sopra indicati – vale a dire Alessandro Banchi, Mauro Miccio, Fernando Napolitano, Pedro Solbes Mira, Angelo Taraborrelli e Gianfranco Tosi – anche il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge (in particolare dal Testo Unico della Finanza) per i Sindaci di società con azioni quotate (tali requisiti sono anch'essi distintamente indicati nella Tabella 1 riportata in allegato alla presente relazione).

Nel corso del mese di febbraio 2013 il Collegio Sindacale ha avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nell'espletamento delle indicate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di Autodisciplina, seguendo a tal fine una procedura di accerta-

mento trasparente, che ha consentito al Consiglio stesso di prendere conoscenza dei rapporti potenzialmente rilevanti ai fini della valutazione di indipendenza.

Sebbene l'indipendenza di giudizio caratterizzi l'attività di tutti gli Amministratori, esecutivi e non, si ritiene che una presenza adeguata (sia per numero sia per competenze) di Amministratori qualificabili come indipendenti secondo l'accezione sopra indicata – il cui ruolo assume rilevanza sia all'interno del Consiglio di Amministrazione sia nell'ambito dei comitati – costituisca mezzo idoneo ad assicurare un adeguato contemperamento degli interessi di tutte le componenti dell'azionariato.

Gli Amministratori indipendenti si sono riuniti, in assenza degli altri Amministratori, nel mese di dicembre 2012; in tale occasione essi hanno avuto modo, per un verso, di constatare che le raccomandazioni emerse dalla *board review* relativa all'esercizio 2011 sono state pienamente soddisfatte nel corso del 2012 e, per altro verso, di condividere l'esigenza di rendere più frequenti nel corso del 2013 le occasioni di incontro riservate agli Amministratori indipendenti, al fine di discutere dei temi giudicati di interesse riguardo al funzionamento del Consiglio di Amministrazione o alla gestione sociale.

Nel mese di dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione ha infine confermato l'assenza dei presupposti che, in base al Codice di Autodisciplina, richiedono l'istituzione della figura del *lead independent director*, tenuto conto del fatto che in Enel il Presidente del Consiglio di Amministrazione non ricopre il ruolo di principale responsabile della gestione dell'impresa (*chief executive officer*), né risulta disporre di una partecipazione di controllo nella Società. Gli Amministratori indipendenti hanno inoltre ritenuto che l'avere individuato al proprio interno, fin dal mese di dicembre 2011, un Consigliere (nella persona di Mauro Miccio) incaricato di coordinare lo svolgimento delle riunioni loro riservate rende superflua la espressa designazione, su base volontaria, di un *lead independent director*.

Comitati

Fin dal mese di gennaio 2000 il Consiglio di Amministrazione, al fine di garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni, ha istituito nel proprio ambito un Comitato per le remunerazioni e un Comitato per il controllo interno (la cui denominazione, in linea con le raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, è stata modificata in Comitato controllo e rischi nel mese di dicembre 2012), dotati di funzioni consultive e propositive.

Tali comitati sono composti da almeno tre Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra di essi un presidente (che a partire dal mese di dicembre 2012, in linea con le raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, deve a sua volta possedere i requisiti di indipendenza) e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti dei comitati stessi. Appositi regolamenti organizzativi approvati dal Consiglio di Amministrazione (il cui testo è stato modificato e integrato, da ultimo, nel mese di dicembre 2012) disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento del Comitato per le remunerazioni e del Comitato controllo e rischi.

Nello svolgimento delle proprie funzioni, i comitati in questione hanno facoltà di accesso alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei rispettivi compiti, e possono avvalersi di consulenti esterni a spese della Società, nei limiti del *budget* approvato dal Consiglio di Amministrazione. A tale ultimo riguardo si segnala che il Comitato per le remunerazioni, qualora intenda avvalersi dei servizi di un consulente al fine di ottenere informazioni sulle pratiche di mercato in materia di politiche retributive, verifica preventivamente che tale consulente non si trovi in situazioni suscettibili di comprometterne in concreto l'indipendenza di giudizio.

Ciascun comitato provvede alla nomina di un segretario, scelto anche al di fuori dei propri componenti, cui è affidato il compito di redigere il verbale delle riunioni.

Alle riunioni di ciascun comitato partecipa il Presidente del Collegio Sindacale, ovvero altro Sindaco da lui designato (dovendosi segnalare al riguardo che, a decorrere dal mese di dicembre 2012 e in linea con le raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, anche gli altri Sindaci effettivi hanno facoltà di intervenire), e possono prendere parte altri componenti il Consiglio di Amministrazione ovvero esponenti delle Funzioni aziendali o soggetti terzi la cui presenza possa risultare di ausilio al migliore svolgimento delle Funzioni del comitato stesso, su apposito invito del rispettivo presidente. Alle riunioni del Comitato per le remunerazioni prende inoltre parte, di norma, il Responsabile della Funzione Personale e Organizzazione, così come alle riunioni del Comitato controllo

e rischi prende parte, di regola, il Responsabile della Funzione *Audit*.

Nel mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione, in sede di adozione di una nuova procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate, rispondente ai requisiti indicati dalla CONSOB con regolamento approvato nel mese di marzo 2010, ha istituito al proprio interno un apposito comitato (il Comitato parti correlate) chiamato a esprimere specifici pareri in merito alle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel, direttamente ovvero per il tramite di società controllate, nei casi indicati e secondo le modalità previste dalla indicata procedura.

Successivamente, nel mese di maggio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha infine costituito al suo interno un ulteriore comitato con funzioni consultive e propositive in materia di governo societario (il Comitato per la *corporate governance*), con il compito di monitorare le procedure e i regolamenti adottati al riguardo in ambito aziendale e di formulare eventuali proposte di modifica degli stessi al fine di allinearne i contenuti alle *best practice* nazionali e internazionali, tenuto conto dell'evoluzione della normativa di riferimento. Nel mese di dicembre 2012, in sede di recepimento delle raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, a tale organo sono state affidate dal Consiglio di Amministrazione anche le funzioni di comitato per le nomine.

I regolamenti organizzativi del Comitato parti correlate e del Comitato per le nomine e la *corporate governance* disciplinano le relative modalità di funzionamento secondo princípi sostanzialmente analoghi a quelli contenuti nei regolamenti organizzativi del Comitato per le remunerazioni e del Comitato controllo e rischi.

Comitato per le remunerazioni

Il compenso degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche è stabilito in misura sufficiente ad attrarre, trattenere e motivare persone dotate delle qualità professionali richieste per gestire con successo la Società.

In tale ambito, spetta al Comitato per le remunerazioni adoperarsi affinché la remunerazione degli Amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche venga definita in modo tale da allineare i loro interessi con il perseguimento dell'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo. In particolare, una parte significativa della remunerazione degli Amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche è legata al raggiungimento di specifici obiettivi di *performance*, anche di natura non economica, preventivamente indicati e determinati in coerenza con le linee guida contenute nella politica per la remunerazione.

La remunerazione degli Amministratori non esecutivi risulta commisurata all'impegno richiesto a ciascuno di essi, tenuto conto della loro partecipazione ai comitati. Si segnala al riguardo che, in linea con quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, tale remunerazione non è in alcun modo legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo e gli Amministratori non esecutivi non risultano destinatari di piani di incentivazione a base azionaria.

Nessun Amministratore può prendere parte alle riunioni del Comitato per le remunerazioni in cui vengono formulate proposte al Consiglio di Amministrazione relative ai propri emolumenti, salvo che si tratti di proposte che riguardano la generalità dei componenti i comitati costituiti nell'ambito del Consiglio stesso.

In particolare, al Comitato per le remunerazioni sono quindi attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo definiti dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2012):

- formulare al Consiglio di Amministrazione proposte in merito alla politica per la remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche, valutando periodicamente l'adeguatezza, la coerenza complessiva e la concreta applicazione della politica adottata e avvalendosi delle informazioni fornite dall'Amministratore Delegato per quanto riguarda l'attuazione di tale politica nei riguardi dei dirigenti con responsabilità strategiche;
- presentare al Consiglio di Amministrazione proposte o esprimere pareri sulla remunerazione degli Amministratori esecutivi e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche, nonché sulla fissazione degli obiettivi di *performance* correlati alla componente variabile di tale remunerazione, provvedendo a monitorare l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio stesso e verificando, in particolare, l'effettivo raggiungimento degli obiettivi di *performance*;
- esaminare preventivamente la relazione annuale sulla remunerazione da mettere a disposizione del pubblico in vista dell'Assemblea annuale di bilancio.

Il Comitato per le remunerazioni, nell'ambito delle proprie competenze, svolge inoltre un ruolo di primo piano nell'elaborazione e nella verifica dell'andamento dei sistemi di incentivazione (ivi inclusi eventuali piani di azionariato) rivolti al *management*, intesi quali strumenti finalizzati ad

attrarre e motivare risorse di livello ed esperienza adeguati, sviluppandone il senso di appartenenza e assicurandone nel tempo una costante tensione alla creazione di valore.

Il Comitato per le remunerazioni svolge inoltre, quale attribuzione aggiuntiva rispetto a quelle contemplate dal Codice di Autodisciplina, un'attività di supporto nei confronti dell'Amministratore Delegato e delle competenti strutture aziendali per quanto riguarda la valorizzazione delle risorse manageriali, il reperimento di talenti e la promozione di iniziative con istituti universitari in tale ambito.

Nel corso del 2012 il Comitato per le remunerazioni è risultato composto dai Consiglieri Fernando Napolitano (con funzioni di presidente), Alessandro Banchi e Pedro Solbes Mira. Il Consiglio di Amministrazione ha riconosciuto in capo a tutti i componenti del Comitato il requisito di un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria.

Sempre nel corso del 2012 il Comitato per le remunerazioni ha tenuto 6 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 1 ora e 45 minuti ciascuna e ha fatto ricorso a consulenti esterni indipendenti, a spese della Società.

Nel corso del 2012 il Comitato per le remunerazioni ha definito nei primi mesi dell'anno i contenuti della politica per la remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche riferita allo stesso 2012; tale politica è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 5 aprile 2012 ed è stata, quindi, sottoposta al voto consultivo dell'Assemblea ordinaria del 30 aprile 2012, che ha espresso al riguardo un voto favorevole. Il Comitato per le remunerazioni – oltre a elaborare i contenuti del piano di incentivazione a lungo termine relativo all'esercizio 2012 e a effettuare una generale ricognizione dell'andamento dei piani di incentivazione in essere – si è altresì occupato degli aspetti applicativi della componente variabile della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, individuando in particolare gli obiettivi economico-gestionali annuali da assegnare agli interessati e verificando il raggiungimento degli obiettivi del precedente esercizio. Il Comitato ha infine analizzato l'evoluzione della politica retributiva concernente il *management* e ha avviato nell'ultima parte dell'anno l'elaborazione della politica per la remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche riferita al 2013, che a seguito della definizione da parte del Comitato è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 4 aprile 2013.

Comitato controllo e rischi

Il Comitato controllo e rischi (che fino al mese di dicembre 2012 ha operato con la denominazione di Comitato per il controllo interno e nel rispetto delle attribuzioni a quest'ultimo assegnate in coerenza con le raccomandazioni della edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006) ha il compito di supportare, con un'adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche.

In particolare, al Comitato controllo e rischi sono attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo definiti dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2012), che hanno ampliato le attribuzioni già a esso spettanti nella qualità di comitato per il controllo interno:

- supportare il Consiglio di Amministrazione, mediante la formulazione di specifici pareri, nell'espletamento dei compiti a quest'ultimo demandati dal Codice di Autodisciplina in materia di controllo interno e di gestione dei rischi (si segnala che tali compiti formano oggetto di analisi nella presente sezione del documento *sub* "Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi");
- valutare, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sentiti la Società di revisione e il Collegio Sindacale, il corretto utilizzo dei princípi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione delle relazioni finanziarie periodiche;
- esprimere pareri su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali;
- esaminare le relazioni periodiche, aventi per oggetto la valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, e quelle di particolare rilevanza predisposte dalla Funzione *Audit*;
- monitorare l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della Funzione *Audit*;
- svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione, con particolare riferimento:
  - all'esame dei contenuti del bilancio di sostenibilità rilevanti ai fini del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, rilasciando in proposito un parere preventivo al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare il bilancio medesimo (si segnala che tale attribuzione è stata riconosciuta al Comitato a

decorrere dal mese di dicembre 2012, mentre fino a tale momento il Comitato si è occupato, più ampiamente, di valutare l'adeguatezza dell'impegno dedicato ai temi della responsabilità sociale d'impresa, nonché la completezza e la trasparenza dell'informativa fornita al riguardo attraverso il bilancio di sostenibilità);

- all'esame delle principali regole e procedure aziendali connesse al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e che risultano avere rilevanza nei confronti degli *stakeholder* – con particolare riferimento al modello organizzativo e gestionale predisposto ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, al Codice Etico, al piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e alla politica sui diritti umani – sottoponendo tali documenti all'approvazione del Consiglio di Amministrazione e valutando loro eventuali successive modifiche o integrazioni;

> riferire al Consiglio di Amministrazione, con cadenza almeno semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Il Comitato può inoltre chiedere alla Funzione *Audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Collegio Sindacale, al Presidente del Consiglio di Amministrazione e all'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, salvo i casi in cui l'oggetto della richiesta di verifica verta specificamente sull'attività di tali soggetti.

Nel corso del 2012 tale Comitato è risultato composto dai Consiglieri Gianfranco Tosi (con funzioni di presidente), Lorenzo Codogno (cui il Consiglio di Amministrazione ha riconosciuto il requisito di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria), Mauro Miccio e Angelo Taraborrelli.

Sempre nel corso del 2012 il medesimo Comitato ha tenuto 15 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 2 ore ciascuna.

Nel corso del 2012 il Comitato in questione si è anzitutto concentrato sulla valutazione del piano di lavoro elaborato dal Responsabile della Funzione *Audit* e dei risultati delle azioni di *audit* svolte nel corso dell'anno precedente; sulla base di tali risultati il Comitato ha quindi formulato, per quanto di propria competenza, una valutazione positiva circa l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno nel corso dell'esercizio precedente. Durante il 2012 il Comitato ha altresì analizzato le principali scelte contabili, i princípi contabili di maggiore significatività e l'impatto dei nuovi princípi contabili internazionali sul Bilancio consolidato 2011 e sulla Relazione finanziaria semestrale 2012 del Gruppo Enel, esaminando anche la procedura di *impairment test* sul Bilancio consolidato 2011. Inoltre, nel corso del 2012, il Comitato: (i) ha esaminato il bilancio di sostenibilità ed è stato aggiornato circa le principali attività svolte dal Gruppo in materia di responsabilità sociale d'impresa; (ii) ha valutato le segnalazioni pervenute nel corso dell'esercizio precedente in base alle previsioni del Codice Etico; (iii) ha esaminato le principali risultanze della relazione della Corte dei Conti sulla gestione finanziaria di Enel per l'esercizio 2010 e ha valutato le considerazioni predisposte al riguardo dalle competenti funzioni aziendali; (iv) ha analizzato le proposte di aggiornamento del modello organizzativo e gestionale predisposto ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001. Il Comitato ha infine preso atto del permanente rispetto nell'ambito del Gruppo della normativa in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Comitato parti correlate

Il Comitato parti correlate è composto da almeno tre Amministratori indipendenti, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra di essi un presidente e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti del Comitato stesso, in coerenza con le previsioni dell'apposita procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate, adottata dal medesimo Consiglio nel mese di novembre 2010.

In base a quanto indicato da tale ultima procedura e dal proprio regolamento organizzativo, il Comitato parti correlate ha essenzialmente il compito di formulare appositi pareri motivati sull'interesse di Enel – nonché delle società da essa direttamente e/o indirettamente controllate di volta in volta interessate – al compimento di operazioni con parti correlate, esprimendo un giudizio in merito alla convenienza e correttezza sostanziale delle relative condizioni, previa ricezione di flussi informativi tempestivi e adeguati. Tale Comitato ha altresì la facoltà di richiedere informazioni e formulare osservazioni all'Amministratore Delegato e ai soggetti incaricati della conduzione delle trattative o dell'istruttoria in merito ai profili oggetto dei flussi informativi

ricevuti, ove si tratti di operazioni di "maggiore rilevanza" (come definite dalla procedura sopra indicata). Il Comitato in questione provvede infine a risolvere i casi – che siano stati a esso sottoposti da parte dell'*advisory board* istituito ai sensi della medesima procedura – in cui l'individuazione di una parte correlata risulti controversa.

Nell'esercizio dei propri compiti il Comitato parti correlate può avvalersi, a spese della Società, della consulenza di esperti di propria scelta, di cui accerta l'indipendenza e l'assenza di conflitti di interesse, individuati tra soggetti di riconosciuta professionalità e competenza sulle materie oggetto delle operazioni con parti correlate riguardo alle quali il Comitato stesso è chiamato a esprimersi.

Nel corso del 2012 il Comitato parti correlate è risultato composto dai Consiglieri Alessandro Banchi (con funzioni di presidente), Pedro Solbes Mira, Angelo Taraborrelli e Gianfranco Tosi. A decorrere dal mese di dicembre 2012 il Consigliere Angelo Taraborrelli ha cessato di fare parte del Comitato in questione ed è contestualmente entrato a fare parte del Comitato per le nomine e la *corporate governance*, al fine di assicurare un'equa ripartizione dei carichi di lavoro tra i componenti dei comitati interni al Consiglio di Amministrazione.

Sempre nel corso del 2012 il Comitato parti correlate ha tenuto un'unica riunione, cui hanno partecipato tutti i suoi componenti (nonché il Presidente del Collegio Sindacale) e che ha avuto una durata di circa 1 ora.

Nel corso di tale riunione il Comitato parti correlate: (i) ha esaminato i principali orientamenti espressi dalla CONSOB sulle prime esperienze applicative della disciplina delle operazioni con parti correlate; (ii) ha analizzato l'informativa contenuta nei documenti contabili periodici circa le operazioni con parti correlate realizzate nell'ambito del Gruppo; e (iii) ha condiviso alcune proposte di modifica della procedura aziendale per la disciplina delle operazioni con parti correlate e del regolamento organizzativo del Comitato, essenzialmente al fine di aggiornarne i contenuti in sede di recepimento delle raccomandazioni contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011.

Comitato per le nomine e la *corporate governance*

Il Comitato per le nomine e la *corporate governance* (che fino al mese di dicembre 2012 ha operato con la denominazione di Comitato per la *corporate governance* e nel rispetto delle attribuzioni a quest'ultimo assegnate) è composto da almeno tre Amministratori, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra di essi un presidente e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti del Comitato stesso. In base alle previsioni del proprio regolamento organizzativo, fino al mese di dicembre 2012 tale Comitato è stato composto in maggioranza da Amministratori non esecutivi, di cui almeno uno in possesso dei requisiti di indipendenza, mentre a decorrere da tale momento (in concomitanza con l'assegnazione a tale organo delle funzioni di comitato per le nomine) la maggioranza dei componenti il Comitato deve risultare in possesso dei requisiti di indipendenza.

In base a quanto indicato dal proprio regolamento organizzativo (come da ultimo modificato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2012), il Comitato per le nomine e la *corporate governance* ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione con funzioni istruttorie, di natura consultiva e propositiva, nelle valutazioni e decisioni relative alla dimensione e alla composizione del Consiglio stesso, nonché alla *corporate governance* della Società e del Gruppo e alla responsabilità sociale d'impresa. In tale ambito, al Comitato per le nomine e la *corporate governance* sono attribuiti in particolare i seguenti compiti (che hanno ampliato le attribuzioni già a esso spettanti nella qualità di comitato per la *corporate governance*):

- formulare pareri al Consiglio di Amministrazione in merito alla dimensione e alla composizione del Consiglio stesso ed esprimere raccomandazioni in merito alle figure professionali la cui presenza all'interno del medesimo Consiglio sia ritenuta opportuna. A tal fine il Comitato istruisce il procedimento di *board review*, formulando al Consiglio di Amministrazione le proposte in merito all'affidamento dell'incarico a una società specializzata del settore, individuando i temi destinati a formare oggetto della valutazione e definendo modalità e tempi del procedimento stesso;
- esprimere raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito ai contenuti della *policy* sul numero massimo di incarichi negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni che possa essere considerato compatibile con un efficace svolgimento dell'incarico di Amministratore della Società;
- esprimere raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito a eventuali fattispecie problematiche connesse all'applicazione del divieto di concorrenza previsto a carico degli Amministratori dall'art. 2390 del

codice civile, qualora l'Assemblea, per esigenze di carattere organizzativo, abbia autorizzato in via generale e preventiva deroghe a tale divieto;

- proporre al Consiglio di Amministrazione candidati alla carica di Amministratore, tenendo conto delle segnalazioni eventualmente pervenute dagli azionisti:
  - in caso di cooptazione, qualora occorra sostituire Amministratori indipendenti;
  - qualora, in caso di rinnovo del Consiglio di Amministrazione, sia prevedibile che non vi sia la possibilità di trarre dalle liste presentate dagli azionisti il numero di Amministratori richiesto, affinché il Consiglio uscente possa quindi esprimere candidature da sottoporre all'Assemblea;
  - qualora, in caso di rinnovo del Consiglio di Amministrazione, il Consiglio uscente decida di avvalersi della facoltà prevista dallo statuto di presentare una propria lista;
- monitorare l'evoluzione della normativa di legge e delle *best practice* nazionali e internazionali in materia di *corporate governance*, provvedendo ad aggiornare il Consiglio di Amministrazione in presenza di modificazioni significative;
- verificare l'allineamento del sistema di governo societario di cui la Società e il Gruppo sono dotati con la normativa di legge, le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e le *best practice* nazionali e internazionali;
- formulare al Consiglio di Amministrazione proposte di adeguamento dell'indicato sistema di governo societario, ove se ne ravvisi la necessità o l'opportunità;
- esaminare preventivamente la relazione annuale sul governo societario da inserire nella documentazione di bilancio;
- valutare l'adeguatezza dell'impegno dedicato ai temi della responsabilità sociale d'impresa; esaminare l'impostazione generale del bilancio di sostenibilità e l'articolazione dei relativi contenuti, nonché la completezza e la trasparenza dell'informativa fornita riguardo ai temi della responsabilità sociale d'impresa attraverso il medesimo bilancio, rilasciando in proposito un parere preventivo al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare tale documento (si segnala che tale attribuzione è stata riconosciuta al Comitato a decorrere dal mese di dicembre 2012, mentre fino a tale momento essa faceva capo al Comitato per il controllo interno);
- svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione.

Nel corso del 2012 il Comitato in questione è risultato composto dai Consiglieri Paolo Andrea Colombo (con funzioni di presidente), Lorenzo Codogno, Mauro Miccio e Fernando Napolitano. A decorrere dal mese di dicembre 2012, in concomitanza con l'assegnazione a tale organo delle funzioni di comitato per le nomine, è entrato a fare parte del Comitato il Consigliere Angelo Taraborrelli.

Sempre nel corso del 2012 il medesimo Comitato ha tenuto 7 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 1 ora e 45 minuti ciascuna e ha fatto ricorso a consulenti esterni, a spese della Società.

Nel corso del 2012 il Comitato in questione ha anzitutto analizzato i contenuti della edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, individuando quindi le modalità di recepimento in ambito Enel delle raccomandazioni contenute in tale documento, che sono state sottoposte all'approvazione del Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2012 unitamente alle connesse proposte di modifica dell'assetto dei poteri e delle varie procedure e regolamenti aziendali in materia di governo societario. Il Comitato si è inoltre occupato di istruire il procedimento di *board review*, promuovendo un'apposita selezione per l'individuazione della società di consulenza cui affidare il compito di supportare il Consiglio di Amministrazione e i suoi comitati nel processo di autovalutazione riferito all'esercizio 2012. Il Comitato ha inoltre esaminato la struttura e i contenuti della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari riferita all'esercizio 2011, che è stata sottoposta all'approvazione del Consiglio di Amministrazione in data 5 aprile 2012, e ha esaminato le modifiche statutarie finalizzate ad assicurare l'equilibrio tra i generi nella composizione degli organi di amministrazione e di controllo della Società, che sono state condivise dal Consiglio di Amministrazione e, quindi, approvate dall'Assemblea straordinaria del 30 aprile 2012.

Il Comitato si è infine occupato dell'evoluzione della normativa nazionale e comunitaria in materia di diritto societario e di *corporate governance* (con particolare riguardo alla nuova disciplina dei "poteri speciali" dello Stato italiano per le attività di rilevanza strategica nel settore dell'energia e agli esiti della consultazione sul "libro verde" della Commissione Europea in materia di *corporate governance* delle società quotate).

Collegio Sindacale

Secondo le previsioni di legge e dello statuto della Società, il Collegio Sindacale si compone di tre Sindaci effettivi e due supplenti (destinati a divenire tre in sede di rinnovo dei componenti di tale organo previsto nel corso del 2013), nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci per un periodo di tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato.

Nell'ambito dei compiti a esso assegnati dalla legge (e indicati nella prima sezione del presente documento, *sub* "*Organizzazione della Società*") e nel rispetto di quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina il Collegio Sindacale dispone:

- del potere, esercitabile anche individualmente dai sindaci, di chiedere alla Funzione *Audit* della Società lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative od operazioni aziendali;
- del potere di scambiare tempestivamente con il Comitato controllo e rischi le informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti.

In base alla legislazione vigente, i componenti il Collegio Sindacale devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità, professionalità e indipendenza previsti per i Sindaci di società con azioni quotate, integrati (quanto ai soli requisiti di professionalità) attraverso apposite previsioni statutarie; essi devono inoltre rispettare i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo presso società di capitali italiane individuati dalla CONSOB con apposito regolamento.

Analogamente a quanto disposto per il Consiglio di Amministrazione – e in attuazione di quanto stabilito dal Testo Unico della Finanza – lo statuto prevede che la nomina dell'intero Collegio Sindacale abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire la presenza nell'organo di controllo di un Sindaco effettivo (cui spetta la carica di presidente) e di un Sindaco supplente (destinato a subentrare nella carica di presidente, in caso di cessazione anticipata del titolare dall'ufficio) designati dalle minoranze azionarie.

Tale sistema elettivo prevede che le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possano essere presentate da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, risultino titolari della quota di partecipazione minima al capitale sociale stabilita dalla CONSOB con regolamento per la presentazione delle liste di candidati Amministratori (in concreto, in funzione della capitalizzazione di Borsa delle azioni Enel, alla data della presente relazione la quota di partecipazione richiesta risulta pari almeno allo 0,5% del capitale sociale).

Inoltre – in attuazione delle integrazioni apportate nel luglio del 2011 al Testo Unico della Finanza al fine di assicurare l'equilibrio tra i generi nella composizione degli organi di amministrazione e di controllo delle società con azioni quotate, nonché alla luce delle disposizioni di attuazione dettate dalla CONSOB con regolamento, e in base alle modifiche statutarie deliberate dall'Assemblea straordinaria del 30 aprile 2012 – in occasione dei primi tre rinnovi del Collegio Sindacale successivi al 12 agosto 2012, le liste che presentano un numero complessivo di candidati (tra membri effettivi e supplenti) pari o superiore a tre dovranno includere, tanto ai primi due posti della sezione della lista relativa ai Sindaci effettivi, quanto ai primi due posti della sezione della lista relativa ai Sindaci supplenti, candidati di genere diverso.

Le liste di candidati Sindaci (al pari di quelle di candidati Amministratori) devono essere depositate presso la sede sociale, a cura di chi procede alla relativa presentazione, almeno 25 giorni prima della data dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina dei componenti il Collegio Sindacale; esse vengono quindi pubblicate a cura della Società sul proprio sito internet e messe a disposizione del pubblico presso la sede sociale almeno 21 giorni prima della data dell'Assemblea medesima, accompagnate da un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati, garantendo in tal modo una procedura trasparente per la nomina dell'organo di controllo.

Per la nomina di Sindaci che abbia luogo al di fuori delle ipotesi di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e senza osservare il procedimento sopra previsto, ma comunque in modo tale da assicurare:

- il rispetto del principio di rappresentanza delle minoranze azionarie in seno al Collegio Sindacale; nonché
- il rispetto della normativa vigente in materia di equilibrio tra i generi.

In ogni caso, i Sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno eletti.

Essendo stato nominato dall'Assemblea ordinaria del 29 aprile 2010, il Collegio Sindacale in carica ha un mandato destinato a scadere in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'esercizio 2012. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, alla data della presente relazione il Collegio Sindacale risulta quindi composto dai membri effettivi

che sono di seguito indicati unitamente alle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca titolare del 13,88% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 20 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dell'1,19% del capitale della Società).

- Sergio Duca, 65 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- Carlo Conte, 65 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Gennaro Mariconda, 70 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Nell'Allegato 2 alla presente relazione è riportato un breve profilo professionale dei sopra indicati componenti effettivi del Collegio Sindacale della Società.

Il compenso dei componenti effettivi del Collegio Sindacale è determinato dall'Assemblea dei soci. In particolare, nel mese di aprile 2010 l'Assemblea ordinaria ha fissato in 85.000 euro lordi annui il compenso spettante al Presidente del Collegio Sindacale e in 75.000 euro lordi annui il compenso spettante a ciascuno degli altri Sindaci effettivi, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento del relativo ufficio.

Nel corso dell'esercizio 2012 il Collegio Sindacale ha tenuto 16 riunioni, durate in media circa 2 ore e 15 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi e la presenza del magistrato delegato della Corte dei Conti.

Nel corso del mese di febbraio 2013, il Collegio Sindacale ha verificato in capo al Presidente Sergio Duca e al Sindaco effettivo Gennaro Mariconda il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli Amministratori. Per quanto concerne il Sindaco effettivo Carlo Conte, il Collegio Sindacale ha avuto modo di accertare che egli, pur essendo privo dei requisiti di indipendenza da ultimo menzionati (in quanto Dirigente Generale presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze, azionista di riferimento della Società, fino al 30 giugno 2012), risulta possedere le caratteristiche di indipendenza previste dal Testo Unico della Finanza con riguardo ai Sindaci di società con azioni quotate.

Società di revisione legale dei conti

La revisione legale del bilancio di Enel e del bilancio consolidato di Gruppo risulta affidata a Reconta Ernst & Young SpA. L'incarico a tale Società di revisione è stato conferito dall'Assemblea ordinaria del 29 aprile 2011, su proposta del Collegio Sindacale, con riferimento agli esercizi dal 2011 al 2019 e per un corrispettivo complessivo di circa 3,5 milioni di euro. Fin dal 2009, al fine di preservare l'indipendenza delle società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo, è stata formalizzata un'apposita procedura che disciplina l'affidamento di incarichi alle società medesime ovvero alle entità dei relativi *network* da parte di società del Gruppo. In base alle modifiche apportate a tale procedura nel mese di settembre 2012, il Collegio Sindacale provvede a esprimere un preventivo parere vincolante (ovvero, nei casi che non pongono in alcun modo a rischio l'indipendenza del revisore, riceve un'informativa periodica) circa l'affidamento da parte di società del Gruppo di incarichi aggiuntivi – diversi, quindi, dall'incarico principale di revisione e per i quali non ricorrano fattispecie di incompatibilità previste dalla legge – in favore del revisore principale di Gruppo ovvero di entità appartenenti al relativo *network*; l'affidamento di tali incarichi aggiuntivi è consentito solo in determinate condizioni di comprovata necessità (sotto il profilo legale, economico o della qualità del servizio).

Controllo della Corte dei Conti

Sulla gestione finanziaria di Enel esercita un controllo la Corte dei Conti, che si avvale a tal fine di un magistrato delegato. Si segnala al riguardo che nel corso del 2012 tale attività di controllo è stata svolta da parte del magistrato delegato Francesco Paolo Romanelli.

Nel mese di gennaio 2009 il Consiglio di Amministrazione ha disposto di riconoscere un'indennità di presenza in favore del magistrato delegato della Corte dei Conti, per la partecipazione a ciascuna riunione di organo sociale cui intervenga, in misura pari a 1.000 euro. Tale orientamento è stato confermato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2011.

Il magistrato delegato della Corte dei Conti assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e del Collegio

Sindacale. La Corte dei Conti presenta con cadenza annuale alla Presidenza del Senato della Repubblica e alla Presidenza della Camera dei Deputati una relazione circa i risultati del controllo svolto.

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Nel corso del 2012 le funzioni di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel sono state svolte dal Responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo della Società (nella persona di Luigi Ferraris), nominato dal Consiglio di Amministrazione (sentito il parere del Collegio Sindacale) fin dal mese di giugno 2006 per rivestire tale incarico. Il dirigente in questione è in possesso dei requisiti di professionalità contemplati nello statuto sociale.

Compito di tale dirigente è di predisporre adeguate procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato, nonché di ogni altra comunicazione di carattere finanziario.

Il Consiglio di Amministrazione verifica che tale dirigente disponga di poteri e mezzi adeguati, vigilando inoltre sull'effettivo rispetto delle procedure amministrative e contabili da costui predisposte.

Il dirigente in questione rilascia una dichiarazione che accompagna gli atti e le comunicazioni della Società diffusi al mercato e relativi all'informativa contabile, anche infrannuale, e che ne attesta la corrispondenza alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Il medesimo dirigente, unitamente all'Amministratore Delegato, attesta inoltre con apposita relazione in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e alla relazione finanziaria semestrale: (i) l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili sopra indicate nel corso del periodo cui si riferiscono tali documenti contabili; (ii) la conformità del contenuto di tali ultimi documenti ai princípi contabili internazionali applicabili nell'ambito dell'Unione Europea; (iii) la corrispondenza dei documenti medesimi alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la loro idoneità a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo; (iv) che la relazione sulla gestione al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato contiene un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società e del Gruppo, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui questi ultimi sono esposti; (v) che la relazione intermedia sulla gestione inclusa nella relazione finanziaria semestrale contiene un'analisi attendibile circa gli eventi di maggiore importanza verificatisi durante i primi sei mesi dell'esercizio, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio e a una informativa sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

I contenuti dell'attestazione che il dirigente in questione e l'Amministratore Delegato devono rilasciare in base a quanto ora indicato sono disciplinati dalla CONSOB con apposito regolamento.

Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

In materia di controllo interno e di gestione dei rischi il Gruppo è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema, costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi aziendali. A tale sistema è affidata la missione (i) di accertare l'adeguatezza dei diversi processi aziendali in termini di efficacia, efficienza ed economicità, nonché (ii) di garantire l'affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale e (iii) di assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e agli indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi si articola nell'ambito del Gruppo in tre distinte tipologie di attività:

- il "controllo di linea" (o di "primo livello"), costituito dall'insieme delle attività di controllo che le singole unità operative o società del Gruppo svolgono sui propri processi. Tali attività di controllo sono demandate alla responsabilità primaria del *management* operativo e sono considerate parte integrante di ogni processo aziendale;
- i controlli di "secondo livello", che sono demandati (i) al controllo di gestione (collocato all'interno della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel)

per quanto riguarda il monitoraggio dell'andamento economico-finanziario della Società e del Gruppo e (ii) alla Funzione *Risk Management* di Enel per quanto concerne la elaborazione di *policy* finalizzate alla gestione dei principali rischi (connessi, per esempio, ai tassi di interesse, ai tassi di cambio e al rischio *commodity*);

- l'*internal audit*, intesa come attività di verifica generale sulla struttura e sulla funzionalità dei controlli interni e demandata all'apposita Funzione *Audit* della Società. Tale attività risulta finalizzata essenzialmente alla identificazione e al contenimento dei rischi aziendali di ogni natura mediante un'azione di *monitoring* dei controlli di linea, sia in termini di adeguatezza dei controlli medesimi sia in termini di risultati effettivamente conseguiti dalla relativa applicazione. L'attività in esame è pertanto estesa a tutti i processi aziendali della Società e delle altre società del Gruppo e ai relativi responsabili è rimessa sia l'indicazione delle azioni correttive ritenute necessarie sia l'esecuzione di attività di *follow-up* intese a verificare i risultati delle azioni suggerite.

La responsabilità dell'adozione di un adeguato sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, coerente con i modelli di riferimento e le *best practice* esistenti in ambito nazionale e internazionale, compete al Consiglio di Amministrazione.

In base a quanto disposto nel mese di dicembre 2012 in sede di recepimento in ambito aziendale delle novità concernenti il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, il Consiglio di Amministrazione provvede anzitutto a individuare al proprio interno uno o più Amministratori incaricati dell'istituzione e del mantenimento di un efficace sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. In particolare, nel mese di dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'affidamento del ruolo di Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi in capo all'Amministratore Delegato (che, a decorrere dal mese di luglio 2011, già svolgeva il ruolo di unico Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno).

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione, previo parere del Comitato controllo e rischi:

- definisce le linee di indirizzo del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, in modo che i principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, determinando inoltre il grado di compatibilità di tali rischi con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici individuati. Si segnala al riguardo che nel mese di febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione, dopo avere esaminato i contenuti di un documento di analisi predisposto dalla Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel con il supporto della Funzione *Risk Management* e avere preso atto del parere espresso in merito dal Comitato controllo e rischi, ha riconosciuto la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel piano industriale 2013-2022 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;
- valuta, con cadenza almeno annuale, l'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto, nonché la sua efficacia. Si evidenzia al riguardo che nel mese di febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione ha espresso una valutazione positiva al riguardo;
- approva, con cadenza almeno annuale, il piano di lavoro predisposto dal Responsabile della Funzione *Audit*, sentiti il Collegio Sindacale e l'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Si segnala al riguardo che nel mese di febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il piano di *audit* riferito al medesimo esercizio; per quanto riguarda il 2012, il piano di *audit* è stato invece esaminato dal Comitato per il controllo interno, coerentemente con quanto raccomandato dalla edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006;
- valuta, sentito il Collegio Sindacale, i risultati esposti dalla Società di revisione nella eventuale lettera di suggerimenti (c.d. "*management letter*") e nella relazione sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale. Si informa che nel corso del 2012 la *management letter* della Società di revisione riferita ai bilanci della Società e del Gruppo per l'esercizio 2011 ha formato oggetto di valutazione da parte del Comitato per il controllo interno, coerentemente con quanto raccomandato dalla edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006; a decorrere dal 2013 tanto la eventuale *management letter* quanto la relazione sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale formeranno invece oggetto di valutazione da parte del Consiglio di Amministrazione, previo parere del Comitato controllo e rischi e sentito il Collegio Sindacale.

Il Consiglio di Amministrazione provvede infine – sulla

base di una proposta formulata dall'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi d'intesa con il Presidente, e previo parere favorevole del Comitato controllo e rischi, nonché sentito il Collegio Sindacale – a nominare e revocare il Responsabile della Funzione *Audit*, a definirne la remunerazione in coerenza con le politiche aziendali e ad assicurarsi che l'interessato sia dotato delle risorse adeguate all'espletamento delle proprie responsabilità.

L'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi provvede a sua volta a:

- curare l'identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate, e a sottoporli quindi periodicamente all'esame del Consiglio di Amministrazione;
- dare esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione, curando la progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, di cui verifica costantemente l'adeguatezza e l'efficacia;
- occuparsi dell'adattamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;
- chiedere alla Funzione *Audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative e sul rispetto delle regole e procedure interne nell'esecuzione di operazioni aziendali, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Consiglio di Amministrazione, al Presidente del Comitato controllo e rischi e al Presidente del Collegio Sindacale;
- riferire tempestivamente al Consiglio di Amministrazione in merito a problematiche e criticità emerse nello svolgimento della propria attività o di cui abbia avuto comunque notizia, affinché il Consiglio stesso possa prendere le opportune iniziative.

Il responsabile della Funzione *Audit* (il cui ruolo nel corso del 2012 è stato svolto da Francesca Di Carlo, che è a capo di tale Funzione dal mese di gennaio 2008), per parte sua:

- ha il compito di verificare, sia in via continuativa sia in relazione a specifiche necessità e nel rispetto degli *standard* internazionali, l'operatività e l'idoneità del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, attraverso un piano di *audit* approvato dal Consiglio di Amministrazione e basato su un processo strutturato di analisi e individuazione delle priorità dei principali rischi;
- non è responsabile di alcuna area operativa e dipende gerarchicamente dal Consiglio di Amministrazione. Ferma restando tale dipendenza gerarchica, il Consiglio di Amministrazione ha affidato all'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi il compito di gestire il rapporto funzionale del Responsabile della Funzione *Audit*;
- ha accesso diretto a tutte le informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico;
- predispone relazioni periodiche contenenti adeguate informazioni sulla propria attività, sulle modalità con cui viene condotta la gestione dei rischi nonché sul rispetto dei piani definiti per il loro contenimento. Le relazioni periodiche contengono una valutazione sull'idoneità del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- predispone tempestivamente relazioni su eventi di particolare rilevanza;
- trasmette le proprie relazioni periodiche e quelle su eventi di particolare rilevanza ai presidenti del Collegio Sindacale, del Comitato controllo e rischi e del Consiglio di Amministrazione, nonché all'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- verifica, nell'ambito del piano di *audit*, l'affidabilità dei sistemi informativi, inclusi i sistemi di rilevazione contabile.

Si segnala inoltre che nel corso del 2012 ha operato nell'ambito della Società una specifica Funzione *Risk Management* (istituita fin dal mese di giugno 2009), avente la missione di assicurare l'efficace implementazione a livello di Gruppo del processo di analisi e monitoraggio di tutti i rischi a impatto rilevante di carattere finanziario, operativo, strategico e di *business*, nonché dei principali rischi che possano a qualunque titolo incidere sui risultati economici, finanziari e patrimoniali della Società e del Gruppo.

Le procedure attuative del modello organizzativo denominato "*One Company*" – che è stato adottato nell'ambito del Gruppo nel corso del 2012 e che risulta inteso a una semplificazione, razionalizzazione e omogeneizzazione dei processi aziendali – contemplano modalità di coordinamento tra larga parte degli attori del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sopra individuati, al fine di massimizzare l'efficienza del sistema stesso e di ridurre le duplicazioni di attività.

Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria

Il Gruppo si è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria (nel presente paragrafo indicato anche, per brevità, come "Sistema"), che presiede la redazione del bilancio di esercizio della Società, del bilancio consolidato di Gruppo e della relazione finanziaria semestrale consolidata di Gruppo; tale Sistema ha l'obiettivo di assicurare l'attendibilità dell'informativa finanziaria e l'idoneità del processo di redazione dei documenti contabili sopra indicati a produrre l'informativa in coerenza con i princípi contabili internazionali riconosciuti nell'Unione Europea.

Tale Sistema, nel suo complesso, è definito come l'insieme delle attività volte a identificare e a valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza possa compromettere, parzialmente o totalmente, il raggiungimento degli obiettivi del sistema di controllo ("Sistema di gestione dei rischi"), integrato dalle successive attività di individuazione dei controlli e definizione delle procedure che assicurano il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria ("Sistema di controllo interno").

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari ha curato lo sviluppo e la realizzazione di un apposito corpo procedurale – che è stato portato a conoscenza di tutto il personale interessato – nel quale sono riportate le metodologie adottate e le responsabilità del personale stesso nell'ambito delle attività di mantenimento e monitoraggio del Sistema in questione. In particolare, il Gruppo si è dotato di una procedura che regola il modello di riferimento e di una procedura descrittiva del processo di gestione del medesimo Sistema, che definisce ruoli e responsabilità nell'ambito organizzativo aziendale, prevedendo uno specifico flusso di attestazioni interne.

I controlli istituiti hanno formato oggetto di monitoraggio per verificarne sia il "disegno" (ovvero che il controllo sia potenzialmente idoneo a mitigare in maniera accettabile il rischio identificato) sia l'effettiva "operatività".

Al *management* responsabile dei processi e dei controlli e alla Funzione *Audit* della Società sono affidate responsabilità di monitoraggio periodico del Sistema.

L'articolazione del Sistema è definita coerentemente al modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (c.d. "COSO *Report*"), il quale prevede cinque componenti (ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione, attività di monitoraggio) che, in relazione alle loro caratteristiche, operano sia a livello di entità organizzativa che di processo operativo. Il COSO *Report* è integrato per gli aspetti informatici dal modello "*Control Objectives for Information and related Technology*" (c.d. "COBIT"). Inoltre, presso alcune società latinoamericane del Gruppo, aventi *American Depositary Shares* ("ADS") quotate presso il New York Stock Exchange, trovano applicazione i controlli interni relativi alla corretta tenuta delle scritture contabili previsti dalla Sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act*.

Il processo di definizione, implementazione e gestione del Sistema, che viene progressivamente esteso alle società di significativa rilevanza che entrano a fare parte del Gruppo, si articola nelle seguenti fasi:

- definizione del perimetro delle società, dei processi/rischi e dei controlli e comunicazione delle metodologie e delle istruzioni;
- mappatura e aggiornamento dei processi, *risk assessment* e definizione dei controlli, *quality assurance* e identificazione e aggiornamento dei *Primary Key Controls* (utilizzando l'approccio *Top-Down Risk-Based*);
- valutazione del disegno e dell'operatività dei controlli (c.d. monitoraggio "di linea", effettuato attraverso il *self-assessment*);
- monitoraggio "indipendente", demandato alla Funzione *Audit* della Società;
- valutazione delle carenze, approvazione e monitoraggio delle azioni di rimedio;
- consolidamento dei risultati e valutazione complessiva del Sistema, al fine di procedere alla definizione delle lettere di attestazione finali dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e alla relazione finanziaria semestrale, supportate da un flusso di *reporting* di lettere di attestazione interne;
- pubblicazione delle procedure amministrative e contabili.

Il perimetro delle società del Gruppo da includere nella valutazione viene determinato in relazione allo specifico livello di rischio, sia in termini quantitativi (per il livello di significatività del potenziale impatto sul bilancio consolidato) sia in termini qualitativi (tenuto conto dei rischi specifici legati al *business* o al processo).

Per la definizione del Sistema è stato quindi condotto an-

zitutto un *risk assessment* a livello di Gruppo, per individuare e valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza potessero compromettere il raggiungimento degli obiettivi del sistema di controllo (per esempio, asserzioni di bilancio e altri obiettivi di controllo collegati all'informativa finanziaria). Il *risk assessment* è stato condotto anche con riferimento ai rischi di frode.

I rischi sono identificati sia a livello di società o gruppi di società (c.d. "*entity level*") sia a livello di processo (c.d. "*process level*"). Nel primo caso, i rischi individuati sono considerati comunque a impatto rilevante sull'informativa finanziaria, a prescindere dalla loro probabilità di accadimento. I rischi a livello di processo sono invece valutati – a prescindere dai relativi controlli (c.d. "valutazione a livello inerente") – in termini di potenziale impatto e probabilità di accadimento, sulla base di elementi sia qualitativi sia quantitativi.

In seguito alla individuazione e valutazione dei rischi, si è proceduto con l'individuazione di controlli finalizzati a ridurre a un livello accettabile il rischio connesso al mancato raggiungimento degli obiettivi del Sistema, a livello sia di *entity* sia di processo. I controlli a livello di *entity* sono catalogati in coerenza con le cinque componenti sopra indicate del COSO *Report*.

Al fine di migliorare l'efficienza del Sistema e la sua sostenibilità nel tempo, i controlli specifici sono stati distinti in controlli *standard* e controlli chiave ("*key control*"), intesi questi ultimi come controlli decisivi ai fini della prevenzione da false rappresentazioni nei documenti contabili. Nell'ambito del Sistema vengono individuati anche i controlli pervasivi, intesi come elementi strutturali del sistema di controllo volti a definire un contesto generale che promuova la corretta esecuzione e controllo delle attività operative. In particolare, sono controlli pervasivi quelli relativi alla segregazione delle attività incompatibili (c.d. "*segregation of duties*"), che mira ad assicurare che non vi sia nella stessa persona una concentrazione di compiti e responsabilità che possa agevolare la realizzazione e/o l'occultamento di frodi/errori. Laddove le attività siano svolte con il supporto dei sistemi informativi, la corretta segregazione è verificata anche con riguardo ai profili e alle utenze assegnate.

Nell'ambito delle società identificate come rilevanti si è proceduto quindi alla definizione e valutazione dei processi a maggior rischio e all'applicazione del c.d. "*Top-Down Risk-Based Approach*". In coerenza con tale approccio, sono stati quindi identificati e valutati i rischi di maggior impatto e i correlati controlli di carattere sia generale sia specifico, volti a ridurre a un livello accettabile la possibilità di accadimento dei suddetti rischi.

Al fine di valutare l'adeguatezza del Sistema è prevista, con cadenza semestrale, una specifica attività di monitoraggio a cura dei gestori dei processi (ovvero dei responsabili delle attività, dei rischi e dei controlli) volta a verificare il disegno e l'operatività di ciascuno dei controlli individuati.

Per ciascun processo aziendale oggetto di valutazione è mantenuta adeguata documentazione (c.d. "procedure amministrative e contabili") finalizzata a descrivere i ruoli e le responsabilità, i flussi dei dati e delle informazioni, nonché i controlli chiave.

Alla Funzione *Audit* della Società è affidato il compito di esprimere una valutazione in merito all'operatività dei controlli oggetto di monitoraggio indipendente.

I risultati delle valutazioni effettuate sono comunicati al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari attraverso specifici flussi informativi periodici di sintesi (c.d. "*reporting*"), che classificano le eventuali carenze di operatività e/o disegno dei controlli – in relazione al loro potenziale impatto sull'informativa finanziaria – in semplici carenze, debolezze significative o carenze materiali.

Nel caso in cui dalle valutazioni effettuate emergano carenze, i flussi informativi da ultimo indicati riportano anche le eventuali azioni correttive, intraprese o da intraprendere, volte a consentire il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria.

Tali flussi vengono altresì utilizzati per la periodica informativa circa l'adeguatezza del Sistema fornita dal Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari nei riguardi del Collegio Sindacale, del Comitato controllo e rischi e della Società di revisione.

Sulla base della reportistica sopra indicata, e tenuto conto delle attestazioni rilasciate dai responsabili di ciascuna struttura aziendale interessata, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari rilascia a sua volta, unitamente all'Amministratore Delegato, apposita attestazione circa l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili predisposte per la formazione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato ovvero della relazione finanziaria semestrale (a seconda del documento di volta in volta interessato).

A seguito dell'attività di monitoraggio svolta a cura dei gestori dei processi e intesa a verificare il disegno e l'operatività dei processi/sub-processi affidati alla loro responsabilità, nonché dei relativi controlli individuati, vengono estratte dal sistema di supporto i documenti che compon-

gono le procedure amministrative e contabili (*narrative, flow chart* ed elenco dei controlli), per poter procedere alla relativa formalizzazione. Le procedure amministrative e contabili vengono quindi emesse a cura del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sono pubblicate nella intranet aziendale.

Al fine di assicurare la corretta applicazione della metodologia fin qui descritta, nel corso del 2012 sono state realizzate specifiche sessioni di formazione rivolte sia alle strutture di controllo interno sull'informativa finanziaria di Gruppo, sia ai gestori dei processi coinvolti nelle attività di monitoraggio di linea (850 utenti su un totale di 2.000), il cui completamento è previsto nel corso del 2013.

Disciplina delle società controllate estere extra UE

Con riferimento all'esercizio 2012, nel mese di marzo 2013 si è proceduto da parte del Comitato controllo e rischi alla verifica della perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo, della disciplina in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea (per brevità, nel prosieguo, definite "società controllate estere extra UE") dettata dalla CONSOB nell'ambito del Regolamento Mercati.

In particolare, si segnala al riguardo che:

- in base ai dati di bilancio al 31 dicembre 2011 e in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento contemplati dal Regolamento Mercati CONSOB, sono state individuate nell'ambito del Gruppo 15 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione è risultata applicabile per l'esercizio 2012. Trattasi, in particolare, delle seguenti società, 14 delle quali erano risultate assoggettate alla normativa di riferimento già nel corso dell'esercizio 2011: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana); 2) Chilectra SA (società cilena); 3) Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía - Codensa SA ESP (società colombiana); 4) Companhia Energética do Ceará - Coelce SA (società brasiliana); 5) Edegel SA (società peruviana); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana); 7) Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte - Edelnor SAA (società peruviana); 8) Empresa Distribuidora Sur - Edesur SA (società argentina); 9) Empresa Nacional de Electricidad - Endesa Chile SA (società cilena); 10) Endesa Brasil SA (società brasiliana); 11) Endesa Capital Finance LLC (società statunitense); 12) Enel Fortuna SA (società panamense); 13) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense); 14) Enersis SA (società cilena); 15) Enel OGK-5 OJSC (società russa);
- lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilancio 2012 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel *reporting package* utilizzato ai fini della redazione del Bilancio consolidato 2012 del Gruppo Enel, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel presso la sede sociale e sul sito internet aziendale almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio civilistico 2012 di Enel, contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate;
- gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza;
- è stato verificato da parte di Enel che tutte le società sopra indicate: (i) forniscono al revisore della Capogruppo le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infrannuali della stessa Enel; (ii) dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a fare pervenire regolarmente alla direzione e al revisore di Enel i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del bilancio consolidato di Gruppo.

Operazioni con parti correlate

Nel corso del 2012 ha trovato applicazione nell'ambito del Gruppo una procedura intesa a disciplinare l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate realizzate da parte di Enel, direttamente ovvero per il tramite di società controllate, al fine di assicurare la trasparenza e la correttezza sia sostanziale sia procedurale delle operazioni stesse. Tale procedura è stata adottata dal Consiglio di Amministrazione nel mese di novembre 2010, nel rispetto dei requisiti indicati dalla CONSOB con apposito regolamento approvato nel mese di marzo 2010.

In base a tale procedura, le operazioni con parti correlate poste in essere direttamente da parte di Enel sono suddivise in tre categorie:

- le operazioni di "maggiore rilevanza", individuate in base al superamento di una specifica soglia quantitativa (fissata al 5%) applicata a tre indici di rilevanza, che tengono conto in particolare del controvalore dell'operazione, dell'attivo patrimoniale dell'entità oggetto dell'operazione e delle passività dell'entità acquisita. Tali operazioni, ove non rientranti per legge o per statuto nella competenza assembleare, formano necessariamente oggetto di esame e approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione;
- le operazioni di "minore rilevanza", definite in negativo come le operazioni diverse da quelle di "maggiore rilevanza" e da quelle di "importo esiguo". Tali operazioni, ove non rientranti per legge o per statuto nella competenza assembleare, seguono la competenza deliberativa risultante dall'assetto dei poteri *pro tempore* vigente in ambito aziendale;
- le operazioni di "importo esiguo", ossia caratterizzate da un controvalore inferiore a specifiche soglie, differenziate in funzione della tipologia di parti correlate con le quali tali operazioni vengono realizzate. Le operazioni di "importo esiguo" sono escluse dall'ambito di applicazione della procedura.

Al fine di consentire al Comitato parti correlate di esprimere un motivato e preventivo parere sull'interesse di Enel al compimento delle operazioni in questione, nonché sulla convenienza e correttezza sostanziale delle relative condizioni, la procedura istituisce specifici flussi informativi. In particolare:

- per le operazioni di "minore rilevanza" è previsto che l'Amministratore Delegato della Società ovvero la Funzione proponente, per il tramite della Funzione Affari Legali e Societari, provvedano a fornire al Comitato parti correlate, con congruo anticipo e comunque, di norma, almeno 10 giorni prima della data prevista per il rilascio del parere da parte del Comitato stesso, informazioni complete e adeguate in merito a ciascuna operazione di tale natura, avendo cura di fornire gli opportuni successivi aggiornamenti;
- per le operazioni di "maggiore rilevanza" è previsto che l'Amministratore Delegato della Società, per il tramite della Funzione Affari Legali e Societari, provveda a fornire al Comitato parti correlate, tempestivamente – e, comunque, non oltre il giorno successivo alla prima informativa fornita al Consiglio di Amministrazione di Enel –, informazioni complete e adeguate in merito a ciascuna operazione di tale natura, avendo cura di fornire gli opportuni successivi aggiornamenti. Il Comitato parti correlate, ovvero uno o più componenti dallo stesso delegati, hanno facoltà di richiedere informazioni e formulare osservazioni all'Amministratore Delegato della Società e ai soggetti incaricati della conduzione delle trattative o dell'istruttoria in merito ai profili oggetto dei flussi informativi ricevuti, nonché di richiedere ogni altra informazione ritenuta utile ai fini della valutazione dell'operazione.

Per quanto riguarda l'efficacia dell'indicato parere che il Comitato parti correlate è chiamato a rilasciare, la procedura prevede che:

- in caso di operazioni di "minore rilevanza", tale parere abbia natura non vincolante. Tuttavia, entro 15 giorni dalla chiusura di ciascun trimestre dell'esercizio, Enel è tenuta a mettere a disposizione del pubblico un documento contenente l'indicazione della controparte, dell'oggetto e del corrispettivo delle operazioni di "minore rilevanza" che dovessero risultare approvate nel trimestre di riferimento in presenza di un parere negativo del Comitato parti correlate, nonché delle ragioni per le quali si fosse ritenuto di disattendere tale parere;
- in caso di operazioni di "maggiore rilevanza", ove il Comitato parti correlate abbia espresso parere negativo, il Consiglio di Amministrazione della Società, in presenza di un'apposita clausola statutaria (che è stata introdotta in occasione dell'Assemblea straordinaria del 29 aprile 2011), può sottoporre le operazioni in questione all'autorizzazione dell'Assemblea ordinaria, la quale, fermo il rispetto delle maggioranze di legge e di statuto e delle disposizioni vigenti in materia di conflitto di interessi, delibera con il voto favorevole di almeno la metà dei soci non correlati votanti (c.d. "*whitewash*"). In ogni caso il compimento delle operazioni di "maggiore rilevanza" è impedito solo qualora i soci non correlati presenti in Assemblea rappresentino una percentuale pari almeno al 10% del capitale sociale con diritto di voto.

Nel rispetto di quanto previsto dalla legge, qualora la correlazione sussista con un Amministratore della Società o con una parte correlata per il suo tramite, l'Amministratore interessato deve informare tempestivamente gli altri Amministratori e i Sindaci circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse. Qualora la correlazione sussista con l'Amministratore Delegato della Società o con una parte correlata per il suo tramite, in aggiunta a quan-

to sopra egli si astiene dal compimento dell'operazione, investendo della stessa il Consiglio di Amministrazione.

Qualora la correlazione sussista invece con uno dei Sindaci effettivi della Società o con una parte correlata per il loro tramite, il Sindaco interessato provvede a informare tempestivamente gli altri Sindaci e il Presidente del Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse.

La procedura dispone che le deliberazioni con cui il Consiglio di Amministrazione della Società approva operazioni con parti correlate, siano esse di "maggiore rilevanza" ovvero di "minore rilevanza" – ovvero, in quest'ultimo caso, le decisioni dell'organo delegato competente – debbano recare adeguata motivazione in merito all'interesse di Enel al compimento delle operazioni medesime, nonché alla convenienza e alla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

La procedura stabilisce inoltre che l'Amministratore Delegato della Società, nell'ambito della relazione periodica circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, debba fornire al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale, con cadenza almeno trimestrale, apposita informativa sull'intervenuta esecuzione di operazioni con parti correlate, tanto di "maggiore rilevanza" quanto di "minore rilevanza".

Un'apposita disciplina è poi dettata per le operazioni con parti correlate realizzate da parte di Enel non già direttamente ma per il tramite di società controllate. In tal caso è previsto che il Consiglio di Amministrazione della Società ovvero l'organo delegato competente in base all'assetto dei poteri *pro tempore* vigente provvedano, previo motivato parere non vincolante del Comitato parti correlate, alla preventiva valutazione delle operazioni con parti correlate effettuate da società direttamente e/o indirettamente controllate da Enel e rientranti in una o più delle seguenti tipologie:

> operazioni atipiche o inusuali, per tali intendendosi quelle che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (i.e. prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine alla correttezza/completezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza di Enel;

> operazioni il cui controvalore sia superiore a 25 milioni di euro, fatta eccezione per quelle escluse dall'ambito di applicazione della procedura (su cui ci soffermerà poco oltre).

Analogamente a quanto sopra osservato con riferimento alle operazioni di "minore rilevanza" compiute direttamente da parte di Enel, anche per le operazioni effettuate per il tramite di società controllate è previsto che, qualora il Consiglio di Amministrazione della Società ovvero l'organo delegato competente in base all'assetto dei poteri *pro tempore* vigente abbiano valutato favorevolmente il compimento di operazioni di società controllate rilevanti ai fini della procedura pur in presenza di un parere negativo del Comitato parti correlate, Enel sia tenuta a mettere a disposizione del pubblico un apposito documento in cui dovranno essere esplicitate anche le ragioni per le quali si è ritenuto di disattendere tale parere.

Nel rispetto della normativa CONSOB di riferimento, risultano escluse dall'ambito di applicazione della procedura le seguenti tipologie di operazioni con parti correlate:

a) le deliberazioni assembleari con le quali vengono fissati i compensi spettanti alla generalità dei componenti il Consiglio di Amministrazione e ai Sindaci;
b) le operazioni di "importo esiguo", come individuate dalla procedura stessa;
c) i piani di compensi basati su strumenti finanziari, approvati dall'Assemblea in base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, e le relative operazioni attuative;
d) le deliberazioni, diverse da quelle indicate alla precedente lettera a), in materia di remunerazione degli Amministratori della Società investiti di particolari cariche nonché dei dirigenti con responsabilità strategiche di società del Gruppo, a condizione che:
   - Enel abbia adottato una politica per la remunerazione;
   - nella definizione di tale politica sia stato coinvolto un comitato costituito esclusivamente da Amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti;
   - sia stata sottoposta al voto consultivo dell'Assemblea di Enel una relazione che illustri la politica per la remunerazione;
   - la remunerazione assegnata sia coerente con tale politica;
e) le operazioni ordinarie che siano concluse a condizioni equivalenti a quelle di mercato o *standard*;
f) le operazioni con o tra società controllate, anche congiuntamente, da Enel nonché le operazioni con società collegate a Enel, a condizione che nelle società controllate o collegate controparti dell'operazione non vi siano interessi significativi (come individuati nell'ambito della procedura) di altre parti correlate di Enel.

Una procedura semplificata è infine prevista nei casi di urgenza per l'approvazione delle operazioni con parti correlate che non risultino di competenza assembleare, ferma in ogni caso la previsione di un voto non vincolante su tali operazioni espresso a posteriori da parte della prima Assemblea ordinaria utile della Società.

Trattamento delle informazioni societarie

Nel corso del 2012 ha trovato applicazione nell'ambito del Gruppo un apposito regolamento per la gestione interna e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate. In base a tale regolamento, approvato dal Consiglio di Amministrazione fin dal febbraio 2000 (e modificato da ultimo nel mese di dicembre 2012), gli Amministratori e i Sindaci sono tenuti a mantenere riservati i documenti e le informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti.

Il regolamento è finalizzato a preservare la segretezza delle informazioni riservate, assicurando al contempo che l'informativa al mercato relativa a dati e informazioni aziendali sia corretta, completa, adeguata, tempestiva e non selettiva.

Il regolamento rimette in via generale alla responsabilità dell'Amministratore Delegato della Società e degli Amministratori Delegati delle società del Gruppo la gestione delle informazioni riservate di rispettiva competenza, disponendo che la divulgazione delle informazioni riservate relative alle singole controllate debba comunque avvenire d'intesa con l'Amministratore Delegato di Enel.

Il regolamento istituisce inoltre specifiche procedure da osservare per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni di carattere aziendale – soffermandosi in particolare sulla divulgazione delle informazioni privilegiate – e disciplina attentamente le modalità attraverso cui gli esponenti aziendali entrano in contatto con la stampa e altri mezzi di comunicazione di massa, nonché con analisti finanziari e investitori istituzionali.

Nel corso del 2012, in attuazione di quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dal Regolamento Emittenti emanato dalla CONSOB, Enel ha provveduto a mantenere regolarmente aggiornato il registro di Gruppo in cui risultano iscritte le persone, fisiche o giuridiche, che hanno accesso a informazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero delle funzioni svolte per conto della Società ovvero di altre società del Gruppo. Tale registro ha la finalità di sensibilizzare i soggetti ivi iscritti sul valore delle informazioni privilegiate di cui dispongono, agevolando al contempo lo svolgimento delle attività di vigilanza della CONSOB sul rispetto delle norme previste a tutela dell'integrità dei mercati.

Nel corso del 2012, in attuazione di quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dal Regolamento Emittenti emanato dalla CONSOB, ha inoltre continuato a trovare applicazione in ambito aziendale la disciplina in materia di *internal dealing*, ossia concernente la trasparenza sulle operazioni aventi a oggetto azioni della Società e strumenti finanziari a esse collegati compiute dai maggiori azionisti, da esponenti aziendali e da persone a essi strettamente legate.

In particolare, durante il 2012 la disciplina dell'*internal dealing* ha trovato applicazione alle operazioni di acquisto, vendita, sottoscrizione e scambio aventi a oggetto azioni Enel, nonché delle controllate Endesa SA ed Enel Green Power SpA ovvero strumenti finanziari a esse collegati, in quanto compiute da "soggetti rilevanti". In tale ultima categoria rientrano gli azionisti in possesso di almeno il 10% del capitale della Società, gli Amministratori e i Sindaci effettivi di Enel, gli Amministratori della controllata Endesa SA nonché ulteriori 28 posizioni dirigenziali individuate in Enel e in Endesa SA in base alla normativa di riferimento, in quanto aventi regolare accesso a informazioni privilegiate e titolate ad adottare decisioni di gestione suscettibili di incidere sull'evoluzione e sulle prospettive future di Enel e del Gruppo.

Gli obblighi di trasparenza trovano applicazione a tutte le sopra indicate operazioni il cui controvalore complessivo raggiunga i 5.000 euro su base annua, anche se compiute da persone strettamente legate ai "soggetti rilevanti".

Nell'emanare le misure di attuazione della normativa di riferimento in materia, il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto opportuno prevedere l'obbligo di astensione per i "soggetti rilevanti" (diversi dagli azionisti in possesso di una partecipazione pari o superiore al 10% del capitale della Società) dall'effettuare operazioni soggette alla disciplina dell'*internal dealing* durante due *blocking period* della durata indicativa di un mese ciascuno, collocati a ridosso dell'approvazione del progetto di bilancio di esercizio e della relazione finanziaria semestrale da parte dello stesso Consiglio di Amministrazione.

Tale iniziativa è stata ispirata dalla volontà di innalzare gli *standard* di *governance* della Società rispetto alla normativa di riferimento, mediante l'adozione di una misura in-

tesa a prevenire il compimento di operazioni da parte dei "soggetti rilevanti" che il mercato potrebbe percepire come sospette, in quanto effettuate durante periodi dell'anno particolarmente delicati per l'informativa societaria.

Rapporti con gli investitori istituzionali e con la generalità dei soci

La Società, fin dal momento della quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha ritenuto conforme a un proprio specifico interesse – oltre che a un dovere nei confronti del mercato – l'instaurazione di un dialogo continuativo, fondato sulla comprensione reciproca dei ruoli, con la generalità degli azionisti nonché con gli investitori istituzionali; dialogo destinato comunque a svolgersi nel rispetto delle norme e delle procedure che disciplinano la divulgazione di informazioni privilegiate.

Si è al riguardo valutato, anche in considerazione delle dimensioni del Gruppo, che tale dialogo potesse essere agevolato dalla costituzione di strutture aziendali dedicate.

Si è provveduto pertanto a istituire nell'ambito della Società (i) un'area *investor relations*, attualmente collocata all'interno della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo e (ii) un'area preposta a dialogare con la generalità degli azionisti in seno alla Funzione Affari Legali e Societari.

Inoltre si è ritenuto di favorire ulteriormente il dialogo con gli investitori attraverso un adeguato allestimento dei contenuti del sito internet della Società (www.enel.com, sezione investitori), all'interno del quale possono essere reperite sia informazioni di carattere economico-finanziario (bilanci, relazioni semestrali e trimestrali, presentazioni alla comunità finanziaria, stime degli analisti e andamento delle contrattazioni di Borsa concernenti le azioni emesse da Enel e dalle principali società controllate quotate), sia dati e documenti aggiornati di interesse per la generalità degli azionisti (comunicati stampa, composizione degli organi sociali di Enel, relativo statuto sociale e regolamento delle Assemblee, informazioni e documenti relativi alle Assemblee, documenti in tema di *corporate governance* e Codice Etico).

Assemblee

Il richiamo contenuto nel Codice di Autodisciplina a considerare l'Assemblea quale importante occasione di confronto tra azionisti e Consiglio di Amministrazione (pur in presenza di un'ampia diversificazione delle modalità di comunicazione delle società con azioni quotate con i propri soci, gli investitori istituzionali e il mercato) è stato attentamente valutato e pienamente condiviso dalla Società, che ha ritenuto opportuno, oltre ad assicurare la regolare partecipazione dei propri Amministratori ai lavori assembleari, adottare specifiche misure intese a valorizzare adeguatamente l'istituto assembleare; si fa riferimento in particolare alla clausola statutaria intesa ad agevolare la raccolta delle deleghe di voto presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate e a favorire quindi il relativo coinvolgimento nei processi decisionali assembleari (clausola più approfonditamente descritta nella prima sezione del documento, *sub* "Assetti proprietari" - "Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismi di esercizio dei diritti di voto").

La disciplina concernente il funzionamento delle Assemblee di società con azioni quotate, contenuta nel codice civile, nel Testo Unico della Finanza e nella disciplina di attuazione dettata dalla CONSOB, ha formato oggetto di significative modifiche a seguito della emanazione del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27, che ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate), nonché dei successivi correttivi approvati con decreto legislativo 18 giugno 2012, n. 91. Tali provvedimenti sono intervenuti, tra l'altro, sui profili concernenti i termini di convocazione delle Assemblee, il numero di adunanze, i *quorum*, l'esercizio dei diritti di convocazione e integrazione dell'ordine del giorno da parte delle minoranze azionarie, l'informativa pre-assembleare, la rappresentanza in Assemblea, l'identificazione dei soci, l'introduzione della c.d. "*record date*" ai fini del riconoscimento della legittimazione all'intervento e al voto in Assemblea.

Alcune tra le novità più significative introdotte dai decreti legislativi n. 27/2010 e n. 91/2012 sono appresso sinteticamente illustrate, unitamente ad alcune clausole dello statuto di Enel dedicate allo svolgimento delle Assemblee.

Si ricorda preliminarmente che l'Assemblea degli Azionisti è 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.

In base a quanto disposto dallo statuto di Enel, le Assemblee ordinarie e straordinarie si svolgono in unica convocazione, si costituiscono e deliberano con le maggioranze di legge e si tengono, di regola, nel comune dove ha sede la Società, salva diversa deliberazione del Consiglio di Amministrazione e purché in Italia. L'Assemblea ordinaria deve essere convocata almeno una volta l'anno, entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, per l'approvazione del bilancio.

Il Testo Unico della Finanza prevede che la legittimazione all'intervento in Assemblea e all'esercizio del diritto di voto debba essere attestata mediante una comunicazione in favore del soggetto cui spetta il diritto di voto, inviata all'emittente da parte dell'intermediario e rilasciata sulla base delle evidenze contabili relative alla fine del settimo giorno di mercato aperto precedente la data fissata per l'Assemblea (c.d. "record date").

Coloro cui spetta il diritto di voto possono porre domande sulle materie all'ordine del giorno anche prima dell'Assemblea, entro il termine indicato nell'avviso di convocazione; a esse viene data risposta al più tardi durante lo svolgimento dei lavori assembleari.

Gli azionisti possono notificare le proprie deleghe alla Società anche in via elettronica, mediante invio nell'apposita sezione del sito internet indicata nell'avviso di convocazione. Essi possono inoltre farsi rappresentare in Assemblea anche da un rappresentante in conflitto di interessi, a condizione che quest'ultimo abbia comunicato per iscritto al socio le circostanze da cui tale conflitto deriva e purché vi siano specifiche istruzioni di voto per ciascuna delibera in relazione alla quale il rappresentante è chiamato a votare per conto del socio stesso.

Secondo quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e consentito dallo statuto di Enel, i soci hanno altresì la facoltà di conferire a un rappresentante designato dalla Società una delega con istruzioni di voto su tutte o alcune delle materie all'ordine del giorno, da fare pervenire al soggetto interessato entro la fine del secondo giorno di mercato aperto precedente l'Assemblea; tale delega, il cui conferimento non comporta spese per il socio e avviene mediante la compilazione di un modulo elaborato dalla CONSOB, ha effetto per le sole proposte in relazione alle quali siano conferite istruzioni di voto.

In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dalla connessa disciplina attuativa dettata dalla CONSOB, lo statuto di Enel affida al Consiglio di Amministrazione il potere di prevedere, in relazione a singole Assemblee e tenuto conto dell'evoluzione e dell'affidabilità degli strumenti tecnici a disposizione, l'ammissibilità della partecipazione all'Assemblea con mezzi elettronici, individuando le relative modalità nell'avviso di convocazione.

Lo svolgimento delle riunioni assembleari, oltre che dalla legge e dallo statuto, è disciplinato da un apposito regolamento, i cui contenuti sono allineati ai modelli elaborati da alcune associazioni di categoria (Assonime e ABI) per le società con azioni quotate.

L'Assemblea è presieduta dal Presidente del Consiglio di Amministrazione o, in caso di sua assenza o impedimento, dal Vice Presidente se nominato oppure, in mancanza di entrambi, da altra persona delegata del Consiglio di Amministrazione; in difetto l'Assemblea elegge il proprio Presidente. Il Presidente è assistito da un segretario, salvo il caso in cui la redazione del verbale sia affidata a un notaio. Il Presidente dell'Assemblea, tra l'altro, verifica la regolare costituzione dell'Assemblea, accerta l'identità e la legittimazione dei presenti, regola lo svolgimento dei lavori e accerta i risultati delle votazioni.

Le deliberazioni dell'Assemblea constano dal verbale sottoscritto dal Presidente e dal segretario o dal notaio. I verbali delle Assemblee straordinarie devono essere redatti da un notaio.

Con riferimento al diritto di ciascun azionista di prendere la parola sugli argomenti all'ordine del giorno, il regolamento delle Assemblee prevede che il Presidente, tenuto conto dell'oggetto e della rilevanza dei singoli argomenti posti in discussione, nonché del numero dei richiedenti la parola e di eventuali domande formulate dai soci prima dell'Assemblea cui non sia già stata data risposta da parte della Società, predetermina la durata degli interventi e delle repliche – di norma non superiore a dieci minuti per gli interventi e a cinque minuti per le repliche – in modo da garantire che l'Assemblea possa concludere i propri lavori in un'unica riunione. I legittimati all'esercizio del diritto di voto possono chiedere la parola su ciascuno degli argomenti posti in discussione una sola volta, facendo osservazioni, chiedendo informazioni e formulando proposte. La richiesta di intervento può essere avanzata dal momento della costituzione dell'Assemblea e – salvo diverso termine indicato dal Presidente – fino a quando il Presidente medesimo non abbia dichiarato chiusa la discussione sull'argomento oggetto della stessa. Il Presidente e, su suo

invito, coloro che lo assistono, rispondono agli oratori al termine di tutti gli interventi ovvero dopo ciascun intervento. Coloro che hanno chiesto la parola hanno facoltà di breve replica.

Codice Etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dal Gruppo, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli *stakeholder* quanto dalla buona reputazione del Gruppo stesso (sia nei rapporti interni sia verso l'esterno), hanno ispirato la stesura del Codice Etico di Gruppo, approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società fin dal marzo 2002 (e aggiornato, da ultimo, nel febbraio 2010).

Tale Codice esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su *standard* improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*.

In particolare, il Codice Etico si articola in:

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

Modello organizzativo e gestionale

Fin dal mese di luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione della Società ha adottato 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.

Tale modello è coerente nei contenuti con quanto disposto dalle linee guida elaborate in materia da associazioni di categoria e con la *best practice* statunitense e rappresenta un ulteriore passo verso il rigore, la trasparenza e il senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno, offrendo al contempo agli azionisti adeguate garanzie di una gestione efficiente e corretta.

Il modello in questione si compone di una "parte generale" (in cui vengono descritti, tra l'altro, i contenuti del decreto legislativo n. 231/2001, gli obiettivi e il funzionamento del modello, i compiti dell'organo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e a curare il suo aggiornamento, i flussi informativi, la formazione del personale, il regime sanzionatorio) e di distinte "parti speciali", concernenti le diverse tipologie di reati previsti dal decreto legislativo n. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire.

In particolare, le "parti speciali" finora elaborate riguardano i reati contro la pubblica amministrazione, i reati societari, i reati di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico, i reati contro la personalità individuale, i reati e gli illeciti amministrativi in materia di *market abuse*, i reati di omicidio colposo e di lesioni gravi o gravissime commessi in violazione delle norme sulla tutela della salute e sicurezza sul lavoro, i reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, i delitti informatici e il trattamento illecito di dati, i delitti di criminalità organizzata e i reati ambientali.

Nel corso degli anni il modello organizzativo e gestionale ha formato oggetto di una periodica attività di aggiornamento e revisione al fine di tenere conto, principalmente (i) delle molteplici nuove fattispecie introdotte dalla legislazione speciale tra i reati "presupposto" della responsabilità di cui al decreto legislativo n. 231/2001, (ii) delle pronunce giurisprudenziali intervenute in materia, (iii) dell'esperienza applicativa maturata e dell'evoluzione della struttura organizzativa aziendale e, infine, (iv) della necessità di razionalizzare in alcuni punti il testo del modello e di coordinare tra loro le diverse "parti speciali".

Il modello adottato da Enel forma oggetto di recepimento anche da parte delle società controllate di diritto italiano, cui è attribuita la responsabilità di adattarne i contenuti

alla luce delle specifiche attività svolte.

Enel ha altresì approvato apposite "linee guida" finalizzate a rendere applicabili i princípi del modello in questione alle più significative società controllate estere del Gruppo (identificate anche in funzione della tipologia di attività svolta), allo scopo di sensibilizzare e rendere consapevoli tali società sull'importanza di assicurare condizioni di correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, nonché con l'intento di prevenire il rischio che, attraverso la commissione di condotte illecite nell'ambito delle attività svolte dalle medesime società, si possa configurare una responsabilità amministrativa ex decreto legislativo n. 231/2001 a carico di Enel e/o di altre società italiane del Gruppo.

L'organo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello e a curare il suo aggiornamento (nel prosieguo, per brevità, l'"organismo di vigilanza") è caratterizzato da una composizione collegiale; in particolare, tale organismo può essere formato da tre a cinque membri nominati dal Consiglio di Amministrazione e possono entrare a farne parte componenti sia interni sia esterni alla Società e al Gruppo, dotati di specifica competenza ed esperienza professionale (essendo in ogni caso prevista la presenza del Responsabile della Funzione *Audit* della Società). Nel corso del 2012 l'organismo di vigilanza è risultato composto da un membro esterno dotato di esperienza in materia di organizzazione aziendale (individuato nella persona di Matteo Giuliano Caroli), cui è stata affidata la presidenza dell'organismo stesso, nonché dai Responsabili delle Funzioni *Audit*, Legale e Segreteria Societaria Italia e dal segretario del Consiglio di Amministrazione di Enel, in quanto figure dotate di specifiche competenze professionali in merito all'applicazione del modello e non direttamente coinvolte in attività operative. La durata in carica dei componenti dell'organismo di vigilanza è allineata a quella del Consiglio di Amministrazione della Società e, pertanto, la relativa scadenza è fissata in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2013.

Nel corso del 2012 l'organismo di vigilanza, nel monitorare il funzionamento e l'osservanza del modello:

- ha tenuto 8 riunioni, nell'ambito delle quali si è soffermato: (i) sull'analisi, effettuata mediante il coinvolgimento del *management* di volta in volta interessato, delle principali aree di *business* dell'Azienda rilevanti ai fini del modello e sull'esame delle procedure di controllo a presidio di tali aree; (ii) sulle proposte di aggiornamento del modello stesso; (iii) sull'approvazione delle attività di monitoraggio e vigilanza per l'anno 2012;
- ha promosso l'aggiornamento del modello, con particolare riferimento alla "parte speciale" dedicata alla prevenzione dei reati ambientali;
- ha verificato lo stato di attuazione delle "linee guida" presso le principali società controllate estere;
- ha promosso iniziative formative, differenziate a seconda dei destinatari e necessarie a garantire un costante aggiornamento dei dipendenti sui contenuti del modello;
- ha riferito costantemente del proprio operato al Presidente del Consiglio di Amministrazione e all'Amministratore Delegato nonché, con cadenza periodica, al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale.

Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione"

Nel mese di giugno 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione del piano di "Tolleranza Zero alla Corruzione - TZC", al fine di sostanziare l'adesione di Enel al *Global Compact* (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI - *Partnership Against Corruption Initiative* (iniziativa sponsorizzata dal *World Economic Forum* di Davos nel 2005).

Il piano TZC integra il Codice Etico e il modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, rappresentando un approfondimento relativo al tema della corruzione inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l'implementazione dei princípi formulati in materia da *Transparency International*.

*****

Vengono di seguito allegati i profili professionali dei Consiglieri di amministrazione e dei Sindaci effettivi in carica alla data della presente relazione, unitamente a due tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni più significative contenute nella seconda sezione del documento in merito alla struttura e al funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei relativi comitati, nonché del Collegio Sindacale nel corso del 2012.

ALLEGATO 1: Biografie dei componenti il Consiglio di Amministrazione

Paolo Andrea Colombo, 52 anni, Presidente (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato a pieni voti in economia aziendale presso l'Università "Bocconi" di Milano nel 1984, presso la quale è stato dal 1989 al 2010 docente di ruolo presso la cattedra di "Contabilità e Bilancio" e dove ricopre attualmente l'incarico di professore *senior* a contratto.

Socio fondatore di Colombo & Associati, società italiana indipendente di consulenza che offre a clienti italiani e internazionali un'ampia gamma di servizi nei settori della finanza d'impresa e della consulenza aziendale.

Ha ricoperto l'incarico di consigliere di amministrazione di numerose e rilevanti società industriali e finanziarie, tra cui Eni, Saipem, Telecom Italia Mobile, Pirelli Pneumatici, Publitalia '80 (Gruppo Mediaset), RCS Quotidiani, RCS Libri, RCS Broadcast e Fila Holding (RCS Mediagroup), Sias, Interbanca e Aurora (Gruppo Unipol). Ha inoltre ricoperto la carica di presidente del collegio sindacale di Saipem, Stream e Ansaldo STS, nonché di membro del collegio sindacale di Winterthur e Credit Suisse Italy, Banca Intesa, Lottomatica, Montedison, Techint Finanziaria, HDPNet e Internazionale FC.

È attualmente consigliere di amministrazione di Mediaset e Versace, nonché presidente del collegio sindacale di GE Capital Interbanca e membro del collegio sindacale di A. Moratti Sapa e di Humanitas Mirasole.

È inoltre consigliere della Fondazione Italia-Cina, membro del consiglio direttivo e della giunta di Confindustria, membro del consiglio direttivo di Assonime, membro del Consiglio di Amministrazione di ISPI, nonché membro del consiglio per le relazioni tra Italia e Stati Uniti.

Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel dal maggio 2011.

Fulvio Conti, 65 anni, Amministratore Delegato e Direttore Generale (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è entrato nel 1969 all'interno del Gruppo Mobil, dove ha ricoperto diverse posizioni manageriali in Italia e all'estero, fino a rivestire tra il 1989 e il 1990 la carica di direttore finanziario per l'Europa. Direttore amministrazione, finanza e controllo per l'Europa della società americana Campbell nel 1991. Dopo essere stato direttore amministrazione, finanza e controllo presso la Montecatini (dal 1991 al 1993), ha ricoperto quindi il ruolo di direttore finanziario della Montedison-Compart (tra il 1993 e il 1996) con responsabilità sulla ristrutturazione finanziaria del Gruppo. Direttore generale e *chief financial officer* delle Ferrovie dello Stato tra il 1996 e il 1998, ha ricoperto importanti incarichi nelle società del Gruppo (tra cui Metropolis e Grandi Stazioni). Vice presidente di Eurofima nel 1997, tra il 1998 e il 1999 ha rivestito il ruolo di direttore generale e *chief financial officer* di Telecom Italia, ricoprendo anche in tal caso importanti incarichi nelle società del Gruppo (tra cui Finsiel, TIM, Sirti, Italtel, Meie e STET International). Dal 1999 al giugno 2005 ha ricoperto il ruolo di *chief financial officer* di Enel. Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel dal maggio 2005, attualmente ricopre anche l'incarico di consigliere di amministrazione di AON Corporation, di Barclays plc e di RCS Mediagroup. È inoltre presidente di Eurelectric, vice presidente di Endesa, vice presidente di Confindustria per il Centro Studi, nonché consigliere dell'Accademia Nazionale di Santa Cecilia e dell'Istituto Italiano di Tecnologia. Insignito di una laurea *honoris causa* in ingegneria elettrica presso l'Università di Genova (conferitagli nel 2007), è stato nominato Cavaliere del Lavoro della Repubblica Italiana nel maggio 2009 e nel dicembre dello stesso anno la Repubblica Francese gli ha riconosciuto l'onorificenza di Ufficiale della Legione d'Onore

Alessandro Banchi, 66 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato in ingegneria chimica presso l'Università di Bologna nel 1969, ha iniziato la propria attività professionale nell'industria farmaceutica nel 1971. Nel 1973 è entrato nella filiale italiana della multinazionale chimico-farmaceutica Boehringer Ingelheim, ricoprendo quindi diverse posizioni manageriali in Italia e all'estero, fino a rivestire tra il 1992 e il 1999 il ruolo di *country manager* per l'Italia. Sempre nell'ambito del Gruppo Boehringer Ingelheim ha quindi rivestito dal 2000 al 2008 la carica di Amministratore Delegato di Pharma Marketing e Vendite (che svolge le proprie attività a livello mondiale), cumulando a decorrere dal 2004 anche il ruolo di presidente (CEO) del relativo comitato esecutivo. Nel 2009 ha lasciato il Gruppo Boehringer Ingelheim per svolgere attività di consulenza in campo farmaceutico.

Ufficiale della Repubblica Italiana, ha ricoperto incarichi in as-

sociazioni di categoria, italiane ed estere, nel campo dell'industria chimica e farmaceutica; si segnalano al riguardo la carica di presidente di AESGP e di ANIFA (rispettivamente, Associazione europea e italiana delle industrie farmaceutiche dei prodotti da banco), la presenza nel consiglio direttivo di Federchimica e nella giunta di Farmindustria, nonché nel G10 presso la Commissione Europea a Bruxelles.

Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2011, attualmente ricopre anche l'incarico di presidente del *supervisory board* di Biotest AG.

Lorenzo Codogno, 53 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Ha studiato presso l'Università di Padova; ha perfezionato i propri studi negli Stati Uniti d'America conseguendo un *master* in Finanza (1986-1987) presso l'Università di Syracuse (New York). È stato vice direttore del Credito Italiano (ora UniCredit) presso l'ufficio studi. Successivamente, dal 1995 al 2006 ha lavorato presso la Bank of America, inizialmente a Milano e dal 1998 a Londra dove ha ricoperto la carica di *managing director*, economista *senior* coresponsabile dell'analisi economica in Europa. Nel 2006 è entrato al Ministero dell'Economia e delle Finanze, dove ricopre attualmente la carica di Dirigente Generale presso il Dipartimento del Tesoro ed è responsabile della Direzione Analisi e Programmazione Economico-Finanziaria. Tale Direzione cura le previsioni macroeconomiche, l'analisi congiunturale e strutturale dell'economia italiana e internazionale e l'analisi su questioni monetarie e finanziarie. Dal gennaio 2010 al dicembre 2011 è stato presidente del Comitato di Politica Economica dell'Unione Europea (organo di cui è stato vice presidente dal gennaio 2008 al dicembre 2009 e capo della delegazione italiana dal 2006) ed è stato presidente del *Lisbon Methodology Working Group* dal novembre 2006 al gennaio 2010. Dal gennaio 2013 è presidente del *Working Party* 1 dell'OCSE (di cui è stato vice presidente dall'ottobre 2007 e capo della delegazione italiana dal 2006). È anche delegato italiano presso il Comitato di Politica Economica dell'OCSE. È inoltre autore di numerose pubblicazioni scientifiche e di articoli sulla stampa specializzata. Prima di lavorare al Ministero è stato anche commentatore economico sui principali *network* economico-finanziari internazionali. È stato consigliere d'amministrazione di MTS (società mercato per la trattazione di titoli obbligazionari, ora parte del gruppo London Stock Exchange) dal 1999 al 2003 ed è attualmente membro del comitato scientifico della "Fondazione Masi" (dall'aprile 2009) e membro del consiglio di amministrazione della "Fondazione universitaria economia Tor Vergata CEIS" (dal novembre 2009).

Consigliere di amministrazione di Enel dal giugno 2008.

Mauro Miccio, 57 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato a pieni voti in giurisprudenza presso l'Università "La Sapienza" di Roma nel 1978, ha iniziato la propria attività professionale nel gruppo editoriale Abete ricoprendo l'incarico di consigliere delegato per l'area editoriale (1981) e di Amministratore Delegato dell'agenzia di stampa ASCA. È stato consigliere di amministrazione dell'Ente Cinema (oggi Cinecittà Luce) dal 1993 al 1996, nonché presidente di Cinecittà Multiplex, consigliere di amministrazione di Rai dal 1994 al 1996 e di Acea dal 2000 al 2002. Inoltre, ha ricoperto l'incarico di consigliere delegato della AS Roma dal 1997 al 2000 e di Amministratore Delegato della Rugby Roma dal 1999 al 2000, dell'Agenzia per la Moda dal 1998 al 2001 e di Eur SpA dal 2003 al 2009.

Già presidente della FERPI (Federazione Relazioni Pubbliche), dell'ICI (Interassociazione della Comunicazione di Impresa), della Lega Nazionale Rugby e del comitato organizzatore della "*Baseball World Cup* 2009", è stato anche vice presidente della *European Rugby League*. È stato più volte membro del Consiglio Superiore delle Comunicazioni presso il Ministero delle Comunicazioni e consulente dell'AGCOM, con la quale ha collaborato a predisporre il piano di ripartizione delle frequenze per il digitale terrestre. Ha rivestito e riveste incarichi di rilievo all'interno del sistema Confindustria, è consigliere delegato di Assoimmobiliare, è membro del comitato direttivo dell'associazione "S.O.S. - il Telefono Azzurro onlus" e della "Fondazione San Matteo" per la promozione della dottrina sociale della Chiesa Cattolica e la realizzazione di opere umanitarie nei Paesi in via di sviluppo.

Docente in materie relative al settore della comunicazione presso le Università di Catania (dal 1999 al 2002) e di "Roma Tre", dove attualmente insegna Sociologia della Comunicazione, collabora inoltre con altre facoltà universitarie di scienze della comunicazione e con varie testate giornalistiche come esperto di comunicazione e di *marketing* ed è autore di numerose pubblicazioni in materia. Attualmente è consigliere di amministrazione di Sipra.

Già Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002 al maggio 2005, ricopre nuovamente tale incarico dal maggio 2011.

Fernando Napolitano, 48 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio nel 1987 presso l'Università di Napoli, ha quindi perfezionato i propri studi negli Stati Uniti, conseguendo dapprima un *master* in scienza del *management* presso la Brooklyn Polytechnic University e successivamente l'*advanced management program* presso la Harvard Business School. Ha iniziato la propria attività professionale operando nelle divisioni *marketing* dapprima presso la Laben (Gruppo Finmeccanica) e poi presso la Procter & Gamble Italia, ed è quindi entrato a far parte nel 1990 dell'ufficio italiano della Booz Allen Hamilton (ora divenuta Booz & Company Italia), società di consulenza nel settore del *management* e della tecnologia, nell'ambito della quale è stato nominato *partner* e *vice president* nel 1998. All'interno di tale ufficio ha ricoperto il ruolo di responsabile dello sviluppo delle attività nei settori telecomunicazioni, media e aerospazio, maturando inoltre esperienze in Europa, negli Stati Uniti, in Asia e nel Medio Oriente; nell'ambito della stessa Booz & Company Italia ha altresì rivestito, fino a giugno 2011, il ruolo di Amministratore Delegato, con incarichi anche in ambito internazionale. Dal maggio 2011 è socio fondatore di *Italian Business & Investment Initiative, Why Italy Matters to the World*, organismo con sede a New York con la missione di favorire l'incontro tra le PMI italiane e gli investitori statunitensi. Dal novembre 2001 all'aprile 2006 ha fatto parte della commissione per la televisione digitale terrestre istituita presso il Ministero delle Comunicazioni e dal luglio 2002 al settembre 2006 è stato consigliere di amministrazione del CIRA (Centro Italiano Ricerche Aerospaziali). Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002, ha rivestito analogo incarico nel Consiglio di Amministrazione di Data Service (attualmente B.E.E. Team) dal maggio 2007 all'ottobre 2008.

Pedro Solbes Mira, 70 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Dopo la laurea in giurisprudenza presso l'Università Complutense di Madrid e un dottorato in scienze politiche presso tale ultimo ateneo, ha svolto studi avanzati in materia di economia europea presso l'Université Libre de Bruxelles. Ha iniziato la propria carriera politica nel 1968 come funzionario presso il Ministero dell'Economia e del Commercio spagnolo, ricoprendo quindi incarichi di prestigio presso istituzioni spagnole e comunitarie. In particolare, in Spagna dal 1986 al 1991 ha ricoperto il ruolo di Vice Ministro degli Affari Esteri con la responsabilità dei rapporti con la Comunità Europea, dal 1991 al 1993 è stato quindi Ministro dell'Agricoltura, dell'Alimentazione e della Pesca, mentre dal 1993 al 1996 e dal 2004 al 2009 è stato Ministro degli Affari Economici e Finanziari. In ambito comunitario ha rivestito dal 1999 al 2004 la carica di Commissario degli Affari Economici e Monetari. Membro del Parlamento spagnolo nel 1996 e nel 2007, ha lasciato l'incarico di parlamentare nel 2009.

È stato presidente del Supervisory Board di EFRAG (*European Financial Reporting Advisory Group*) fino al novembre 2012 ed è attualmente membro del *Conseil de Garants* di *Notre Europe Foundation*, presidente del comitato esecutivo di FRIDE (fondazione privata spagnola per i rapporti internazionali e il dialogo con l'estero) e presidente della sezione spagnola del Foro ispano-cinese.

Prima di ricoprire incarichi ministeriali, ha rivestito la carica di consigliere di amministrazione di alcune società spagnole quale rappresentante del socio pubblico. Attualmente è consigliere di amministrazione di Barclays Bank España.

Riveste la carica di Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2011.

Angelo Taraborrelli, 64 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato a pieni voti in giurisprudenza nel 1971 presso l'Università di Siena, ha quindi conseguito un *master* in economia degli idrocarburi presso la Scuola Superiore degli Idrocarburi "Enrico Mattei".

Ha iniziato la propria attività professionale nel 1973 nell'Eni, dove ha successivamente ricoperto diverse posizioni manageriali, fino a rivestire nel 1992 la carica di direttore pianificazione e controllo di Saipem. Ha quindi svolto presso la capogruppo dapprima (nel 1996) le funzioni di vice direttore per il controllo strategico e lo sviluppo *Up-stream* e Gas e, quindi (nel 1998), quelle di vice direttore della pianificazione e del controllo industriale. Successivamente ha rivestito la carica di vice presidente di Snamprogetti (dal 2001 al 2002) e di Amministratore Delegato per le attività commerciali di AgipPetroli (2002). Dall'inizio del 2003, a seguito della incorporazione di tale ultima società nella capogruppo, ha assunto l'incarico di vice direttore generale per il *marketing* presso la Divisione *Refining & Marketing*. Dal 2004 al 2007 è stato direttore generale dell'Eni con la responsabilità della Divisione *Refining & Marketing*. Fino a settembre 2007 è stato consigliere di amministrazione di Galp (compagnia petrolifera portoghese), vice presidente dell'Unione Petrolifera (associazione delle compagnie pe-

trolifere operanti in Italia), consigliere di amministrazione di Eni Foundation e presidente del Consiglio di Amministrazione di Eni Trading & Shipping. Dal 2007 al 2009 ha rivestito la carica di Amministratore Delegato e direttore generale di Syndial, società dell'Eni che opera nei campi della chimica e degli interventi ambientali.

Nel 2009 ha lasciato l'Eni per svolgere attività di consulenza in campo petrolifero; è stato quindi nominato *distinguished associate* della Energy Market Consultants (società di consulenza in campo petrolifero con sede a Londra) nel 2010.

Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2011.

Gianfranco Tosi, 65 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in ingegneria meccanica nel 1971 presso il Politecnico di Milano, a partire dal 1972 ha svolto diversi incarichi in ambito universitario presso lo stesso Politecnico, fino a ricoprire nel 1982 la cattedra di tecnologia dei metalli e svolgendo quindi dal 1992 anche il corso di tecnologia dei materiali metallici (unitamente ad analogo incarico presso l'Università di Lecco). Autore di oltre 60 pubblicazioni, ha svolto un'ampia attività scientifica. Componente di alcuni consigli di amministrazione di società e consorzi, ha ricoperto anche incarichi associativi, tra cui la vice presidenza del Gruppo Giovani Federlombarda (con funzioni di delegato regionale presso il Comitato Centrale Giovani Imprenditori istituito nell'ambito della Confindustria) e la carica di membro della giunta dell'Unione Imprenditori della Provincia di Varese. Dal dicembre 1993 al maggio 2002 ha rivestito il ruolo di sindaco della città di Busto Arsizio. Presidente del Centro della Cultura Lombarda istituito dalla Regione Lombardia per la tutela e lo sviluppo della cultura locale, è iscritto inoltre all'Ordine dei giornalisti pubblicisti. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002.

ALLEGATO 2: Biografie dei componenti il Collegio Sindacale

Sergio Duca, 65 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato a pieni voti in economia e commercio presso l'Università "Bocconi" di Milano. Dottore commercialista e revisore contabile – riconosciuto in tale ultima qualità anche dal *Department of Trade and Industry* del Regno Unito – ha maturato una vasta esperienza nell'ambito del network PricewaterhouseCoopers quale revisore di rilevanti società quotate italiane (tra cui Fiat, Telecom Italia e Sanpaolo IMI). Presidente di PricewaterhouseCoopers SpA dal 1997, per motivi statutari (raggiunti limiti di età) è uscito dalla compagine azionaria di tale società e cessato dalla carica di presidente dal mese di luglio 2007. È stato presidente del collegio sindacale della Tosetti Value SIM e consigliere di amministrazione indipendente di Sella Gestioni SGR fino al mese di aprile 2010, avendo in precedenza ricoperto tra l'altro l'incarico di membro del consiglio di indirizzo della Fondazione Edison e del comitato sviluppo della Università "Bocconi", nonché di presidente del collegio dei revisori dell'Associazione *alumni* Bocconi e di membro del collegio dei revisori dell'ANDAF (l'associazione italiana dei direttori amministrativi e finanziari). Associato di Ned Community (l'associazione italiana dei *non-executive directors*), ricopre attualmente importanti cariche in organi di amministrazione e di controllo di rilevanti società, associazioni e fondazioni italiane, rivestendo il ruolo di presidente del collegio sindacale di Exor e di Lottomatica Group, presidente del consiglio di amministrazione di Orizzonte SGR, consigliere di amministrazione indipendente di Autostrada Torino-Milano, presidente del collegio dei revisori della Fondazione Silvio Tronchetti Provera e della Compagnia di San Paolo, membro del collegio dei revisori della Fondazione Intesa Sanpaolo Onlus e dell'ISPI (Istituto per gli studi di politica internazionale), nonché dell'organismo di vigilanza di Exor istituito ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001. Presidente del Collegio Sindacale di Enel dal mese di aprile 2010.

Carlo Conte, 65 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, ha continuato a svolgere attività in ambito accademico, avendo insegnato nelle Università di Chieti (1988-1989) e LUISS Guido Carli (1989-1995). Attualmente è docente incaricato di programmazione, bilancio e controllo presso la scuola superiore della Pubblica Amministrazione e la scuola superiore dell'Economia e delle Finanze. Dottore commercialista e revisore contabile, risulta autore di svariate pubblicazioni. Nel 1967 è entrato nella Ragioneria Generale dello Stato e ha quindi svolto la propria carriera all'interno della Pubblica Amministrazione,

divenendo nel 2002 Dirigente Generale presso la stessa Ragioneria Generale, incarico dal quale è cessato per raggiunti limiti di età nel giugno 2012. Ha rappresentato l'Amministrazione di appartenenza in diverse commissioni, comitati, gruppi di studio e di lavoro, partecipando altresì ai lavori di alcuni comitati dell'OCSE in rappresentanza dell'Italia ed è stato presidente del collegio sindacale dell'INPS (dal 2002 al 2011) e dell'INAIL (dal 2011 al 2012).

Sindaco di Enel dal 2004, ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in diversi enti, organismi, società e aziende.

Gennaro Mariconda, 70 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Svolge dal 1970 la professione di notaio e dal 1977 di notaio in Roma. Dal 1995 al 2001 è stato membro del Consiglio Nazionale del Notariato, di cui è stato presidente dal 1998 al 2001. Nell'ambito dell'attività notarile ha preso parte ai più importanti processi di ristrutturazione, trasformazione e concentrazione di aziende bancarie e industriali italiane, quali Banca di Roma, Medio Credito Centrale, Capitalia, IMI-San Paolo, Beni Stabili, Autostrade. Dal 1966 ha svolto incarichi di insegnamento presso diverse università italiane ed è *past* professore ordinario di diritto civile presso la Facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Cassino. Ha ricoperto la carica di consigliere di amministrazione di RCS Editori e di Beni Stabili, nonché dell'Istituto Regionale di Studi Giuridici Arturo Carlo Jemolo. È attualmente sindaco di Salini Costruttori SpA, nonché membro del comitato scientifico della rivista "Notariato" e della "Rivista dell'esecuzione forzata".

Sindaco di Enel dal 2007, è autore di numerose pubblicazioni in materia giuridica – specialmente nel campo del diritto civile e del diritto commerciale – nonché di articoli, interviste e saggi pubblicati sui più importanti quotidiani e riviste italiani.

Tabella 1: Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati di Enel

Consiglio di Amministrazione												Comitato controllo interno		Comitato remune-razioni		Comitato parti correlate		Comitato *corporate governance*		Eventuale Comitato esecutivo
Carica	Componenti	In carica dal	In carica fino al	Lista (M/m) (*)	Esec.	Non esec.	Indip. da C.A. (*****)	Indip. da T.U.F. (******)	(****) (%)	Numero di altri incarichi (**)		(***)	(****)	(***)	(****)	(***)	(****)	(***)	(****)	
Presidente	Colombo Paolo Andrea	1/2012	12/2012	M	X				100%	2								X	100%	
AD/DG	Conti Fulvio	1/2012	12/2012	M	X				100%	3										
Consigliere	Banchi Alessandro	1/2012	12/2012	m		X	X	X	86%	1				X	100%	X	100%			
Consigliere	Codogno Lorenzo	1/2012	12/2012	M		X			93%	-		X	80%					X	71%	
Consigliere	Miccio Mauro	1/2012	12/2012	M		X	X	X	100%	-		X	100%					X	100%	Non esistente
Consigliere	Napolitano Fernando	1/2012	12/2012	M		X	X	X	100%	-				X	100%			X	86%	
Consigliere	Solbes Mira Pedro	1/2012	12/2012	m		X	X	X	100%	1				X	100%	X	100%			
Consigliere	Taraborrelli Angelo	1/2012	12/2012	m		X	X	X	100%	-		X	100%			X	100%			
Consigliere	Tosi Gianfranco	1/2012	12/2012	M		X	X	X	100%	-		X	100%			X	100%			

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione: 0,5% del capitale sociale

Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2012	**CdA: 14**	**Comitato controllo interno: 15**	**Comitato remunerazioni: 6**	**Comitato parti correlate: 1**	**Comitato *corporate governance*: 7**

NOTE

(*) In questa colonna è indicato M/m a seconda che il Consigliere di amministrazione sia stato tratto dalla lista votata dalla maggioranza (M) o da una minoranza (m) degli azionisti presenti in Assemblea.

(**) In questa colonna è indicato il numero di incarichi ricoperti dal soggetto interessato negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, individuate in base alla *policy* formulata al riguardo dal Consiglio di Amministrazione. A tale riguardo si segnala che alla data della presente relazione i Consiglieri di amministrazione di Enel in carica rivestono i seguenti incarichi da ritenersi rilevanti a tale fine:

1) Alessandro Banchi: presidente del *supervisory board* di Biotest AG.;
2) Paolo Andrea Colombo: consigliere di amministrazione di Mediaset SpA e presidente del collegio sindacale di GE Capital Interbanca SpA;
3) Fulvio Conti: consigliere di amministrazione di AON Corporation, di Barclays Plc. e di RCS Mediagroup SpA;
4) Pedro Solbes Mira: consigliere di amministrazione di Barclays Espana SA.

(***) In queste colonne è indicata con una "X" l'appartenenza di ciascun Amministratore ai Comitati.

(****) In queste colonne sono indicate le percentuali di partecipazione di ciascun Amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati. Tutti i casi di assenza sono stati adeguatamente giustificati.

(*****) In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza indicati nell'art. 3 del Codice di Autodisciplina delle società quotate. In particolare, in base a quanto indicato nel criterio applicativo 3.C.1 del Codice di Autodisciplina, un amministratore dovrebbe di norma ritenersi privo dei requisiti di indipendenza nelle seguenti ipotesi:

a) se, direttamente o indirettamente, anche attraverso società controllate, fiduciari o interposta persona, controlla l'emittente o è in grado di esercitare su di esso un'influenza notevole, o partecipa a un patto parasociale attraverso il quale uno o più soggetti possono esercitare il controllo o un'influenza notevole sull'emittente;
b) se è, o è stato nei precedenti tre esercizi, un esponente di rilievo [2] dell'emittente, di una sua controllata avente rilevanza strategica o di una società sottoposta a comune controllo con l'emittente, ovvero di una società o di un ente che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente o è in grado di esercitare sullo stesso un'influenza notevole;

(2) Si segnala che, in base a quanto disposto dal criterio applicativo 3.C.2 del Codice di Autodisciplina, sono da considerarsi "esponenti di rilievo" di una società o di un ente (anche ai fini di quanto indicato nelle ulteriori lettere del criterio applicativo 3.C.1): il presidente dell'ente, il presidente del consiglio di amministrazione, gli amministratori esecutivi e i dirigenti con responsabilità strategiche della società o dell'ente considerato.

c) se, direttamente o indirettamente (per esempio attraverso società controllate o delle quali sia esponente di rilievo, ovvero in qualità di *partner* di uno studio professionale o di una società di consulenza), ha, o ha avuto nell'esercizio precedente, una significativa relazione commerciale, finanziaria o professionale:
con l'emittente, con una sua controllata, o con alcuno dei relativi esponenti di rilievo;
con un soggetto che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente, ovvero – trattandosi di società o ente – con i relativi esponenti di rilievo;
ovvero è, o è stato nei precedenti tre esercizi, lavoratore dipendente di uno dei predetti soggetti.
A tale riguardo il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2010, ha individuato i seguenti parametri quantitativi applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale da ultimo indicati:
rapporti di natura commerciale o finanziaria: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili alla stessa tipologia di rapporti contrattuali;
prestazioni professionali: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 2,5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili a incarichi di natura similare.
Il superamento di tali parametri dovrebbe precludere in linea di principio – salva la ricorrenza di specifiche circostanze, da valutare in concreto – la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina in capo all'Amministratore non esecutivo cui trovano applicazione;

d) se riceve, o ha ricevuto nei precedenti tre esercizi, dall'emittente o da una società controllata o controllante, una significativa remunerazione aggiuntiva rispetto all'emolumento "fisso" di Amministratore non esecutivo dell'emittente e al compenso per la partecipazione ai comitati con funzioni consultive e propositive costituiti nell'ambito del Consiglio di Amministrazione, anche sotto forma di partecipazione a piani di incentivazione legati alla *performance* aziendale, anche a base azionaria;

e) se è stato Amministratore dell'emittente per più di nove anni negli ultimi dodici anni;

f) se riveste la carica di Amministratore esecutivo in un'altra società nella quale un Amministratore esecutivo dell'emittente abbia un incarico di Amministratore;

g) se è socio o Amministratore di una società o di un'entità appartenente alla rete della società incaricata della revisione contabile dell'emittente;

h) se è uno stretto familiare[3] di una persona che si trovi in una delle situazioni di cui ai precedenti punti.

(******) In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza previsti per i Sindaci di società con azioni quotate dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza, richiamato per quanto riguarda gli Amministratori dall'art. 147 *ter*, comma 4, dello stesso Testo Unico della Finanza. In base a quanto indicato dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza non possono qualificarsi indipendenti:

a) coloro che si trovano nelle condizioni previste dall'art. 2382 del codice civile (vale a dire in stato di interdizione, inabilitazione, fallimento, o che abbiano subito una condanna a una pena che comporta l'interdizione, anche temporanea, dai pubblici uffici o l'incapacità a esercitare uffici direttivi);

b) il coniuge, i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori della Società, nonché gli Amministratori, il coniuge i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori delle società da essa controllate, delle società che la controllano e di quelle sottoposte a comune controllo;

c) coloro che sono legati alla Società ovvero alle società da essa controllate, ovvero alle società che la controllano o a quelle sottoposte a comune controllo ovvero agli Amministratori della Società e ai soggetti di cui alla precedente lettera b) da rapporti di lavoro autonomo o subordinato, ovvero da altri rapporti di natura patrimoniale o professionale che ne compromettano l'indipendenza.

Tabella 2: Struttura del Collegio Sindacale di Enel

Carica	Componenti	In carica dal	In carica fino al	Lista (M/m) (*)	(**)	Numero di incarichi (***)
Presidente	Duca Sergio	1/2012	12/2012	m	100%	5
Sindaco effettivo	Conte Carlo	1/2012	12/2012	M	94%	-
Sindaco effettivo	Mariconda Gennaro	1/2012	12/2012	M	88%	-
Sindaco supplente	Salsone Antonia Francesca	1/2012	12/2012	M	-	-
Sindaco supplente	Tutino Franco	1/2012	12/2012	m	-	-

***Quorum* richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Collegio Sindacale:** 0,5% del capitale sociale (******)

Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2012: 16

NOTE

(*) In questa colonna è indicato M/m a seconda che il Sindaco sia stato tratto dalla lista votata dalla maggioranza (M) o da una minoranza (m) degli azionisti presenti in Assemblea.

(**) In questa colonna è indicata la percentuale di partecipazione di ciascun Sindaco effettivo alle riunioni del Collegio Sindacale. Tutti i casi di assenza sono stati adeguatamente giustificati.

(***) In questa colonna è indicato il numero di incarichi che il soggetto interessato ha comunicato alla CONSOB di ricoprire negli organi di amministrazione e di controllo di società di capitali italiane. L'elenco completo degli incarichi è pubblicato dalla CONSOB sul proprio sito internet, ai sensi dell'art. 144 *quinquiesdecies* del Regolamento Emittenti CONSOB.

(****) Tale *quorum* trova applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia stato pubblicato dopo il 31 ottobre 2010. Per le Assemblee convocate fino a tale data il *quorum* in questione è risultato pari all'1% del capitale sociale.

(3) Il commento all'art. 3 del Codice di Autodisciplina afferma al riguardo che "in linea di principio, dovrebbero essere giudicati come non indipendenti i genitori, i figli, il coniuge non legalmente separato, il convivente *more uxorio* e i familiari conviventi di una persona che non potrebbe essere considerata amministratore indipendente".

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2012, 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 dell'impresa e
   b. l'effettiva applicazione

   delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio di Enel SpA, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2012 e il 31 dicembre 2012.

2. Al riguardo si segnala che:
   a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio di Enel SpA è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
   b. dalla valutazione del sistema di controllo interno non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2012:
   a. è redatto in conformità ai princípi 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.

4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione che correda il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2012 comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

Roma, 12 marzo 2013

Fulvio Conti
Amministratore Delegato di Enel SpA

Luigi Ferraris
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel SpA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2012 abbiamo svolto nell'ambito di Enel SpA (nel prosieguo indicata anche come la "Società") l'attività di vigilanza prevista dalla legge. In particolare, ai sensi del combinato disposto dell'art. 149, comma 1 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Testo Unico della Finanza") e dell'art. 19, comma 1 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "decreto 39/2010"), abbiamo vigilato:

- circa l'osservanza della legge e dello statuto, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali;
- sul processo di informativa finanziaria e sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti;
- circa l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- in merito all'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, per gli aspetti di nostra competenza;
- sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina delle società quotate (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Codice di Autodisciplina"), cui la Società aderisce;
- circa l'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle sue controllate per consentire a Enel SpA di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al mercato previsti dalla legge.

Nello svolgimento degli opportuni controlli e verifiche sui profili e sugli ambiti di attività sopra evidenziati non abbiamo riscontrato particolari criticità.

Tenuto conto delle indicazioni fornite dalla CONSOB con Comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti, riferiamo e segnaliamo in particolare quanto segue:

- abbiamo vigilato circa l'osservanza della legge e dello statuto e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo;
- abbiamo ricevuto dall'Amministratore Delegato, con periodicità trimestrale e anche attraverso la nostra partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, adeguate informazioni sull'attività svolta, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate. Possiamo dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono state conformi alla legge e allo statuto e non sono state manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi, in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale. Per la descrizione delle caratteristiche delle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale esaminate, si rimanda a quanto riferito nella Relazione sulla gestione degli Amministratori al Bilancio dell'esercizio 2012 della Società e al Bilancio consolidato dell'esercizio 2012 del Gruppo Enel (nell'ambito dei capitoli "Fatti di rilievo del 2012");
- non abbiamo riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con altre parti correlate;
- nel capitolo "Informativa sulle parti correlate", inserito nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2012 della Società, gli Amministratori indicano adeguatamente le principali operazioni con parti correlate effettuate dalla Società, individuate sulla base dei princípi contabili internazionali e delle disposizioni emanate in materia dalla CONSOB. A tale capitolo rinviamo per quanto attiene alla individuazione della tipologia delle operazioni in questione e dei relativi ef-

fetti economici, patrimoniali e finanziari. Sono ivi richiamate, inoltre, le modalità procedurali adottate per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di trasparenza, nonché di correttezza procedurale e sostanziale. Si dà atto che le operazioni ivi indicate sono state poste in essere nel rispetto delle modalità di approvazione ed esecuzione previste nell'apposita procedura – adottata nel rispetto di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB – descritta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2012. Tutte le operazioni con parti correlate poste in essere nel periodo di riferimento e riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2012 della Società sono riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato;

- la Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio dell'esercizio 2012 – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princípi contabili internazionali IAS-IFRS (nonché alle interpretazioni emesse al riguardo dall'IFRIC e dal SIC) riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio 2012, nonché in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio dell'esercizio 2012, inoltre, è redatto nella prospettiva della continuità aziendale, applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*. Nelle note di commento a tale Bilancio sono riportati analiticamente i princípi contabili e i criteri di valutazione adottati. Riguardo ai princípi contabili di recente emanazione, nelle note di commento al Bilancio sono riportati (i) i princípi di prima adozione e applicabili, i quali, secondo quanto ivi riportato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento e (ii) i princípi non ancora applicabili e non adottati. Il Bilancio dell'esercizio 2012 della Società è stato sottoposto al giudizio professionale della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA che, ai sensi dell'art. 14 del decreto 39/2010, ha espresso al riguardo a mezzo di apposita relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione con il Bilancio;
- la Società ha dichiarato di avere redatto anche il Bilancio consolidato dell'esercizio 2012 del Gruppo Enel – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princípi contabili internazionali IAS-IFRS (nonché alle interpretazioni emesse al riguardo dall'IFRIC e dal SIC) riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio 2012, nonché in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Anche il Bilancio consolidato dell'esercizio 2012 del Gruppo Enel è redatto nella prospettiva della continuità aziendale, applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*. Anche nelle note di commento a tale Bilancio sono riportati analiticamente i princípi contabili e i criteri di valutazione adottati. Riguardo ai princípi contabili di recente emanazione, nelle note di commento al Bilancio sono riportati (i) i princípi di prima adozione e applicabili, i quali, secondo quanto ivi riportato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento e (ii) i princípi non ancora applicabili e non adottati. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2012 del Gruppo Enel è stato anch'esso sottoposto al giudizio professionale della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA che, ai sensi dell'art. 14 del decreto 39/2010, ha espresso al riguardo a mezzo di apposita relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione con il Bilancio.

  Per gli incarichi a essa conferiti, la Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA ha altresì emesso le relazioni sulla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2012 delle più rilevanti società italiane del Gruppo Enel senza rilievi. Nel corso degli incontri periodici con i rappresentanti della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA, questi ultimi non hanno evidenziato criticità relative ai *reporting packages* delle principali società estere del Gruppo Enel, selezionati dagli

stessi in base al piano di lavoro predisposto per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, tali da fare emergere rilievi da riflettere nel giudizio sul Bilancio medesimo;

- nelle Relazioni sulla gestione tanto al Bilancio di esercizio della Società quanto al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2012 è stata riportata la descrizione dei principali rischi e incertezze cui la Società e il Gruppo sono esposti, unitamente alle informazioni attinenti all'ambiente e al personale, con riferimento alle modifiche introdotte dal decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 32 all'art. 2428, commi 1 e 2 del codice civile. I rischi e le incertezze in questione sono stati approfonditi dal Collegio Sindacale nel corso degli incontri periodici con i Responsabili delle Funzioni Amministrazione, Finanza e Controllo, *Risk Management* e *Audit*, nonché con altre strutture interessate;
- tenuto conto delle raccomandazioni formulate dall'Autorità Europea degli Strumenti Finanziari e dei Mercati ("ESMA") in data 21 gennaio 2013 e intese ad assicurare una maggiore trasparenza delle metodologie adottate da parte delle società quotate nell'ambito delle procedure di *impairment test* sull'avviamento, in linea con quanto raccomandato dal documento congiunto Banca d'Italia - CONSOB - ISVAP n. 4 del 3 marzo 2010, la rispondenza della procedura di *impairment test* alle prescrizioni del principio contabile internazionale IAS 36 ha formato oggetto di espressa approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della Società, previo parere favorevole rilasciato al riguardo dal Comitato controllo e rischi, nella seduta del 27 febbraio 2013, ossia in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2012;
- abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2012 e non abbiamo osservazioni al riguardo;
- il Consiglio di Amministrazione della Società, a seguito delle opportune verifiche effettuate da parte del Comitato controllo e rischi, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2012 la perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo Enel, della disciplina dettata dalla CONSOB (nell'art. 36 del c.d. "Regolamento Mercati", approvato con deliberazione n. 16191 del 29 ottobre 2007) in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni che le società controllate, costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, devono rispettare affinché le azioni di Enel SpA possano rimanere quotate nei mercati regolamentati italiani;
- abbiamo vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società (e, più in generale, del Gruppo Enel nel suo insieme) tramite l'acquisizione di informazioni dai Responsabili delle competenti Funzioni aziendali e incontri con i Collegi Sindacali ovvero con gli equivalenti organismi di controllo di alcune società del Gruppo Enel, italiane ed estere, al fine del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti. A partire dal mese di febbraio 2012 il Gruppo Enel ha adottato un nuovo modello organizzativo articolato come segue: (i) Funzioni di *Holding*, responsabili di guidare e controllare le attività strategiche per l'intero Gruppo; (ii) Funzioni di *Global Service*, con la responsabilità di fornire servizi per il Gruppo massimizzando le sinergie e le economie di scala; (iii) Linee di *business*, rappresentate da sette Divisioni – vale a dire: Mercato, Generazione ed Energy Management, Infrastrutture e Reti, Iberia e America Latina, Internazionale, Energie Rinnovabili, Ingegneria e Ricerca – cui si affiancano le Funzioni Upstream Gas e Carbon Strategy. Riteniamo che il sistema organizzativo sopra descritto sia adeguato a supportare lo sviluppo strategico della Società e del Gruppo Enel e risulti coerente con le esigenze di controllo;
- nel corso degli incontri con i Collegi Sindacali ovvero con gli equivalenti organismi di controllo di alcune delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere, non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione;
- abbiamo vigilato sull'indipendenza della Società di revisione, avendo ricevuto dalla stessa Reconta Ernst & Young SpA specifica conferma scritta circa la sussistenza di tale requisito (secondo

quanto previsto dall'art. 17, comma 9, lett. a) del decreto 39/2010) e avendo discusso i contenuti di tale dichiarazione con il socio responsabile della revisione; a tale riguardo abbiamo inoltre vigilato – così come previsto dall'art. 19, comma 1, lett. d) del decreto 39/2010 – circa la natura e l'entità dei servizi diversi dall'incarico principale di revisione legale dei conti prestati alla Società e alle altre società del Gruppo Enel da parte della Reconta Ernst & Young SpA e delle entità appartenenti al relativo *network*, i cui corrispettivi sono indicati nelle note di commento al Bilancio della Società. In seguito alle verifiche effettuate, il Collegio Sindacale ritiene che non esistano criticità in ordine all'indipendenza della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA. Abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti della medesima Società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 3 del Testo Unico della Finanza, nel corso delle quali non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione.

Con riferimento a quanto previsto dall'art. 19, comma 3 del decreto 39/2010, si informa che la Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA ha presentato al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2012, la relazione "sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale", dalla quale non emergono carenze significative concernenti il sistema di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria. Si segnala in proposito che, in merito ad alcune tematiche concernenti processi amministrativi, la Società di revisione ha comunque fornito suggerimenti che, condivisi dalle strutture operative della Società, hanno consentito di effettuare interventi migliorativi;

- abbiamo vigilato sul processo di informativa finanziaria, sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società e sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione, nonché sul rispetto dei princípi della corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo. Abbiamo svolto le relative verifiche mediante l'ottenimento di informazioni dal Responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo della Società (tenuto conto del ruolo di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari rivestito dall'interessato), l'esame della documentazione aziendale e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA. L'Amministratore Delegato e il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA hanno attestato con apposita relazione, con riferimento al Bilancio dell'esercizio 2012 della Società: (i) l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio stesso; (ii) la conformità del contenuto del Bilancio medesimo ai princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002; (iii) la corrispondenza del Bilancio in questione alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la sua idoneità a rappresentare in maniera veritiera e corretta la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società; (iv) che la Relazione sulla gestione, che correda il Bilancio, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui quest'ultima è esposta. Nella citata relazione è stato altresì segnalato che l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio della Società è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno e che dalla valutazione di detto sistema non sono emersi aspetti di rilievo. Analoga relazione di attestazione risulta redatta con riguardo al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2012. La valutazione del sistema di controllo interno è stata supportata anche dagli esiti del c.d. "monitoraggio indipendente", affidato alla Funzione *Audit* della Società;
- abbiamo vigilato sull'adeguatezza ed efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, principalmente mediante periodici incontri con la Responsabile della Funzione *Audit* della Società (anche in qualità di preposto al controllo interno), con la partecipazione da parte del Pre-

sidente del Collegio Sindacale alle riunioni del Comitato per il controllo interno (la cui denominazione, in linea con le raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, è stata modificata in Comitato controllo e rischi nel mese di dicembre 2012) e con la condivisione della documentazione oggetto di esame nelle adunanze di tale ultimo organo. Alla luce delle verifiche effettuate e in assenza di criticità significative rilevate, si ha motivo di ritenere che il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia adeguato, efficace ed effettivamente funzionante; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società, nel febbraio 2013, ha espresso una valutazione conforme sul punto;

- nel corso dell'esercizio 2012 non sono pervenute al Collegio Sindacale denunce di fatti censurabili ai sensi dell'art. 2408 del codice civile; sono invece pervenute due segnalazioni da parte di clienti di società italiane del Gruppo Enel in ordine ad asseriti disservizi nello svolgimento, da parte delle medesime società, delle attività di distribuzione e vendita di energia elettrica. In merito, il Collegio ha richiesto alle competenti strutture operative aziendali di effettuare i necessari approfondimenti, dai quali non sono emerse irregolarità di rilievo da segnalare;
- nel corso del mese di dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione della Società ha disposto il recepimento delle raccomandazioni contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, nel rispetto della tempistica individuata dalla relativa disciplina transitoria. Fino a tale momento, nel corso del 2012 il sistema di *corporate governance* della Società e del Gruppo è risultato allineato alle raccomandazioni contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006, nonché alle modifiche in materia di remunerazione degli amministratori apportate all'art. 7 del Codice stesso nel marzo 2010. Una dettagliata informativa in proposito è contenuta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2012. Si informa che il Collegio Sindacale, nel mese di febbraio 2013, ha avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nel valutare l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri individuati nel Codice di Autodisciplina e il principio della prevalenza della sostanza sulla forma ivi indicato, avendo seguito a tal fine una procedura di accertamento trasparente, le cui caratteristiche sono descritte nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2012. Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale ha verificato la sussistenza dei relativi requisiti nel mese di febbraio 2013; in tale occasione, limitatamente al Sindaco effettivo Carlo Conte, è stato rilevato che egli possiede i requisiti di indipendenza previsti dal Testo Unico della Finanza con riguardo ai sindaci di società con azioni quotate, sebbene altrettanto non valga per quanto riguarda i requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli amministratori di società con azioni quotate, in quanto l'interessato ha rivestito fino al 30 giugno 2012 la qualifica di dirigente generale presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze, azionista di riferimento della Società. L'unico componente del Collegio Sindacale (ossia il Presidente Sergio Duca) soggetto all'obbligo di comunicazione degli incarichi di amministrazione e controllo ricoperti in società di capitali italiane ai sensi dell'art. 148 *bis* del Testo Unico della Finanza vi ha adempiuto nei tempi e nei modi previsti dagli artt. 144 *duodecies* e seguenti del c.d. "Regolamento Emittenti" adottato dalla CONSOB con deliberazione n. 11971 del 14 maggio 1999;
- la Società, sin dalla quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha adottato un apposito regolamento (modificato da ultimo nel mese di dicembre 2012) per la gestione interna e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate; tale regolamento contiene adeguate disposizioni indirizzate alle società controllate per consentire a Enel SpA di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al mercato previsti dalla legge, ai sensi dell'art. 114, comma 2 del Testo Unico della Finanza. I

principali contenuti di tale regolamento sono descritti nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2012;

- la Società ha adottato altresì fin dal 2002 (e successivamente aggiornato) un Codice Etico, che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su *standard* improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*;
- con riferimento alle previsioni 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 – Enel SpA ha adottato fin dal luglio 2002 un modello organizzativo e gestionale i cui contenuti risultano coerenti con quanto disposto dalle linee guida elaborate in materia dalle principali associazioni di categoria. Il modello in questione si compone di una "parte generale" e di diverse "parti speciali", dedicate alle diverse tipologie di reati individuati dal decreto legislativo n. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire. Per una descrizione delle principali caratteristiche di tale modello e delle relative modalità di adozione da parte delle varie società del Gruppo si rinvia a quanto indicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2012. L'organo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e a curare il suo aggiornamento (nel prosieguo per brevità indicato come "organismo di vigilanza") adotta una composizione collegiale: nel corso del 2012 esso è risultato composto da un membro esterno dotato di esperienza in materia di organizzazione aziendale, cui è stata affidata la presidenza dell'organismo stesso, nonché dalla Responsabile della Funzione *Audit*, dal Responsabile delle aree *Corporate Affairs* e *Legal & Corporate Affairs* Italia, e dal Segretario del Consiglio di Amministrazione della Società, in quanto figure dotate di specifiche competenze professionali in merito all'applicazione del modello e non direttamente coinvolte in attività operative. Il Collegio Sindacale ha ricevuto adeguate informazioni sulle principali attività svolte nel corso del 2012 da parte del citato organismo di vigilanza; dall'esame di tali attività non è emersa evidenza di fatti e/o situazioni da menzionare nella presente relazione;
- nel mese di settembre 2012, in vista della presentazione al Consiglio di Amministrazione di una proposta relativa all'emissione di uno o più prestiti obbligazionari da collocare in euro e/o in altra valuta entro il 31 dicembre 2013, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 5 miliardi di euro – previa revoca della analoga deliberazione adottata dal Consiglio di Amministrazione in data 9 novembre 2011, per la parte ancora non eseguita – il Collegio Sindacale ha rilasciato un'attestazione, sulla base dell'ultimo bilancio approvato di Enel SpA riferito al 31 dicembre 2011, circa il rispetto del limite all'emissione di obbligazioni di cui all'art. 2412, comma 1, del codice civile, in combinato disposto con il comma 4 e il comma 5 del medesimo articolo;
- la Relazione sulla remunerazione di cui all'art. 123 *ter* del Testo Unico della Finanza, approvata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni in data 4 aprile 2013, contiene una dettagliata ed esauriente informativa sugli emolumenti fissi e variabili percepiti, in ragione dei rispettivi incarichi, dal Presidente del Consiglio di Amministrazione, dall'Amministratore Delegato/Direttore Generale e dagli altri Amministratori nel corso dell'esercizio di riferimento, nonché sugli strumenti retributivi loro attribuiti; analoga informativa è fornita su base aggregata, nel rispetto della normativa CONSOB di riferimento, per i dirigenti con responsabilità strategiche. L'informativa riguarda anche i piani di incentivazione a lungo termine, di cui vengono illustrate in dettaglio le caratteristiche. Si dà atto che tali strumenti retributivi sono allineati alla *best practice*, rispettando il principio del legame con adeguati obiettivi di *performance*, anche di natura non economica, e perseguendo la creazione di valore per gli azionisti della Società in un orizzonte di medio-lungo periodo; si rileva che le proposte al Consiglio di Am-

ministrazione in merito all'adozione di tali strumenti retributivi e alla determinazione dei relativi parametri sono state elaborate dal Comitato per le remunerazioni – costituito da Amministratori indipendenti – avvalendosi delle analisi di *benchmarking*, anche su scala internazionale, effettuate da una società di consulenza indipendente;

- l'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2012 nel corso di 16 riunioni, nonché con la partecipazione alle 14 riunioni del Consiglio di Amministrazione e, per il tramite del Presidente o di un suo delegato, alle 15 riunioni del Comitato per il controllo interno (di cui 3 tenute in forma congiunta con il Collegio Sindacale), alle 6 riunioni del Comitato per le remunerazioni, all'unica riunione del Comitato parti correlate e alle 7 riunioni del Comitato per la *corporate governance*. Alle riunioni del Collegio Sindacale, così come a quelle del Consiglio di Amministrazione, ha partecipato il magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società.

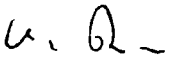
  Nel corso di detta attività e sulla base delle informazioni ottenute dalla Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA non sono stati rilevati omissioni e/o fatti censurabili e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione alle Autorità di vigilanza ovvero menzione nella presente relazione.

Il Collegio Sindacale, a seguito dell'attività di vigilanza svolta e in base a quanto emerso nello scambio di dati e informazioni con la Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA, Vi propone di approvare il Bilancio della Società al 31 dicembre 2012 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 4 aprile 2013

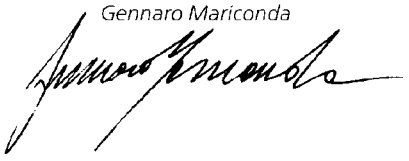
Il Collegio Sindacale

Presidente
Sergio Duca



Sindaco
Carlo Conte

Sindaco
Gennaro Mariconda



Relazione della Società di revisione sul Bilancio 2012 di Enel SpA

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 d'esercizio, 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. chiuso al 31 dicembre 2012. 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 d'esercizio 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.

   Per il giudizio relativo al bilancio d'esercizio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 6 aprile 2012.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2012 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 della Enel S.p.A. 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 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 d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2012.

Roma, 4 aprile 2013

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Socio)

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

Bilancio di esercizio

Prospetti contabili

Conto economico

Euro	Note	2012	*di cui con parti correlate*	2011	*di cui con parti correlate*
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.a	327.537.736	*326.993.235*	731.996.798	*731.127.463*
Altri ricavi e proventi	5.b	7.016.713	*6.076.687*	29.843.881	*6.193.674*
	(Subtotale)	**334.554.449**		**761.840.679**	
Costi					
Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo	6.a	2.063.367	*907.064*	360.847.972	*20.792.652*
Servizi e godimento beni di terzi	6.b	235.681.089	*86.745.906*	275.611.874	*99.610.251*
Costo del personale	6.c	120.447.373	*35.189*	117.769.547	*66.944*
Ammortamenti e perdite di valore	6.d	13.225.365		33.323.736	
Altri costi operativi	6.e	60.084.209	*158.011*	70.176.977	*24.801.576*
	(Subtotale)	**431.501.403**		**857.730.106**	
Risultato operativo		**(96.946.954)**		**(95.889.427)**	
Proventi da partecipazioni	7	4.174.730.145	*3.940.428.403*	3.222.917.669	*3.222.917.669*
Proventi finanziari	8	1.600.221.686	*1.193.380.395*	2.826.269.667	*1.351.717.889*
Oneri finanziari	8	2.446.265.858	*354.812.203*	3.698.358.233	*1.819.532.119*
	(Subtotale)	**3.328.685.973**		**2.350.829.103**	
Risultato prima delle imposte		**3.231.739.019**		**2.254.939.676**	
Imposte	9	(188.263.487)		(211.966.421)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**3.420.002.506**		**2.466.906.097**	

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	Note		
		2012	2011
Utile dell'esercizio		**3.420.002.506**	2.466.906.097
Altre componenti di Conto economico complessivo			
Quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari		(61.005.012)	(101.374.585)
Variazione di *fair value* degli investimenti finanziari disponibili alla vendita		(216.438.536)	(58.364.276)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	22	**(277.443.548)**	**(159.738.861)**
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NELL'ESERCIZIO		**3.142.558.958**	**2.307.167.236**

Stato patrimoniale

Euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2012**		al 31.12.2011	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Attività materiali	10	4.272.435		5.865.954	
Attività immateriali	11	11.852.686		16.969.037	
Attività per imposte anticipate	12	372.673.382		357.494.958	
Partecipazioni	13	39.189.051.513		38.758.948.454	
Attività finanziarie non correnti	14	1.835.089.831	*810.851.508*	2.080.352.471	*608.604.779*
Altre attività non correnti	15	449.097.722	*207.045.578*	262.077.208	*219.371.747*
	(Totale)	**41.862.037.569**		**41.481.708.082**	
Attività correnti					
Crediti commerciali	16	477.804.382	*470.337.840*	573.515.271	*565.714.810*
Crediti per imposte sul reddito	17	259.942.106		366.253.189	
Attività finanziarie correnti	18	6.443.217.290	*5.609.155.885*	9.667.872.881	*8.647.689.143*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	19.5	6.460.555.775		1.832.005.974	
Altre attività correnti	20	262.666.541	*161.230.927*	244.164.247	*180.963.227*
	(Totale)	**13.904.186.094**		**12.683.811.562**	
Attività non correnti classificate come possedute per la vendita	21	**1.000**		**1.000**	
TOTALE ATTIVITÀ		**55.766.224.663**		**54.165.520.644**	

Euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2012**		al 31.12.2011	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto					
Capitale sociale		9.403.357.795		9.403.357.795	
Altre riserve		9.104.812.326		9.382.253.911	
Utili/(Perdite) accumulati		3.899.806.022		3.877.772.952	
Utile dell'esercizio [1]		3.420.002.506		1.526.570.317	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	22	**25.827.978.649**		**24.189.954.975**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	19.1	19.314.750.109	*2.500.000.000*	18.082.820.442	*2.500.000.000*
TFR e altri benefici ai dipendenti	23	333.232.550		350.166.542	
Fondi rischi e oneri	24	35.999.882		37.048.298	
Passività per imposte differite	12	191.410.498		190.677.860	
Passività finanziarie non correnti	25	2.392.717.110	*367.981.246*	2.575.033.673	*844.303.292*
Altre passività non correnti	26	240.176.358	*239.016.336*	41.095.206	*41.095.207*
	(Subtotale)	**22.508.286.507**		**21.276.842.021**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	19.2	4.952.643.644	*4.127.132.315*	2.471.801.585	*1.193.284.149*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	19.1	808.866.035		4.113.322.537	
Debiti commerciali	27	193.376.131	*67.711.425*	328.606.769	*119.919.316*
Passività finanziarie correnti	28	798.231.467	*150.285.835*	1.031.247.262	*442.037.779*
Altre passività correnti	29	676.842.230	*282.689.454*	753.745.495	*284.250.843*
	(Subtotale).	**7.429.959.507**		**8.698.723.648**	
TOTALE PASSIVITÀ		**29.938.246.014**		29.975.565.669	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**55.766.224.663**		**54.165.520.644**	

(1) Nel 2011 al netto dell'acconto sul dividendo pari a 940,3 milioni di euro.

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

	Capitale sociale e riserve (Nota 22)		
Euro	Capitale sociale	Riserva da sovr. azioni	Riserva legale
1° gennaio 2011	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**
Variazioni del periodo per piani di *stock option*	-	-	-
Riparto utile 2010:			
- Distribuzione dividendi	-	-	-
- Utili portati a nuovo	-		-
Acconto dividendo 2011 (1)	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio			
Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-
Utile dell'esercizio	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2011	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**
1° gennaio 2012	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**
Altri movimenti	-	-	-
Esercizio *stock option*	-	-	-
Variazioni del periodo per piani di *stock option*	-	-	-
Riparto utile 2011:			
- Distribuzione dividendi	-	-	-
- Riserva legale	-	-	-
- Utili portati a nuovo	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio			
Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-
Utile dell'esercizio	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2012	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 28 settembre 2011 con stacco cedola in data 21 novembre 2011 e pagato a decorrere dal 24 novembre 2011.

Riserve *ex lege* n. 292/1993	Altre riserve diverse	Riserve da valutazione di strumenti finanziari	Utili/(Perdite) accumulati	Utile dell'esercizio	**Totale patrimonio netto**
2.215.444.500	**68.085.970**	**85.564.141**	**3.394.197.084**	**2.176.180.271**	**24.515.577.978**
-	149.944	-	-	-	**149.944**
-	-	-	-	(1.692.604.403)	**(1.692.604.403)**
-	-	-	483.575.868	(483.575.868)	-
-	-	-	-	(940.335.780)	**(940.335.780)**
-	-	(159.738.861)	-	-	**(159.738.861)**
-	-	-	-	2.466.906.097	**2.466.906.097**
2.215.444.500	**68.235.914**	**(74.174.720)**	**3.877.772.952**	**1.526.570.317**	**24.189.954.975**
2.215.444.500	**68.235.914**	**(74.174.720)**	**3.877.772.952**	**1.526.570.317**	**24.189.954.975**
-	1.963	-	-	-	**1.963**
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	(1.504.537.247)	**(1.504.537.247)**
-	-	-	-	-	-
-	-	-	22.033.070	(22.033.070)	-
-	-	(277.443.548)	-	-	**(277.443.548)**
-	-	-	-	3.420.002.506	**3.420.002.506**
2.215.444.500	**68.237.877**	**(351.618.268)**	**3.899.806.022**	**3.420.002.506**	**25.827.978.649**

Rendiconto finanziario

Euro	Note	2012	di cui con parti correlate	2011	di cui con parti correlate
Utile dell'esercizio		**3.420.002.506**		**2.466.906.097**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali e immateriali	6.d	11.262.549		13.545.836	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta		31.689.105		39.838.912	
Accantonamenti ai fondi		28.375.440		36.027.057	
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	7	(3.940.428.403)	*(3.940.428.403)*	(3.222.917.669)	*(3.222.917.669)*
(Proventi)/Oneri finanziari netti		802.927.632	*(838.568.192)*	817.737.654	*467.814.231*
Imposte sul reddito	9	(188.263.487)		(211.966.421)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(235.111.313)		22.821.516	*24.026.112*
***Cash flow* da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto**		**(69.545.971)**		**(38.007.018)**	
Incremento/(Decremento) fondi		(46.357.848)		(47.997.742)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	16	95.710.889	*95.376.970*	(31.490.241)	*(32.957.140)*
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		1.217.148.589	*228.398.483*	1.313.513.223	*(343.136.201)*
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	27	(135.230.638)	*(52.207.891)*	(21.391.963)	*23.226.042*
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		1.160.544.209	*516.557.418*	1.105.463.147	*644.255.106*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(1.996.570.415)	*(702.527.732)*	(1.986.046.315)	*(322.446.597)*
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	7	3.940.428.403	*3.940.428.403*	3.222.917.669	*3.222.917.669*
Imposte pagate (consolidato fiscale)		(958.115.118)		(1.039.608.807)	
***Cash flow* da attività operativa (a)**		**3.208.012.100**		**2.477.351.953**	
Investimenti in attività materiali e immateriali	10, 11	(7.601.203)	*(7.307.659)*	(13.279.933)	*(10.898.764)*
Disinvestimenti in attività materiali e immateriali	10, 11	3.048.523	*3.048.523*	-	
Investimenti in partecipazioni	13	(3.000.990.000)	*(3.000.990.000)*	(33.887.975)	*(33.887.975)*
Cessioni di partecipazioni	13	2.538.834.649	*2.258.302.388*	39.686.650	
***Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento (b)**		**(466.708.031)**		**(7.481.258)**	
Finanziamenti a lungo termine assunti nel periodo	19.1	3.000.000.000		2.000.000.000	
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	19.1	(5.058.488.471)		(2.937.033.908)	*(300.000.000)*
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a lungo		(75.713.767)	*27.332.965*	(3.388.968.774)	*20.136.168*
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a breve		5.525.985.217	*5.999.266.247*	4.204.084.798	*(84.944.179)*
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	22	(1.504.537.247)		(2.632.940.183)	
Aumento di capitale e riserve per esercizio *stock option*	22	-		-	
***Cash flow* da attività di finanziamento (c)**		**1.887.245.732**		**(2.754.858.067)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		**4.628.549.801**		**(284.987.372)**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	19.5	1.832.005.974		2.116.993.346	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	19.5	**6.460.555.775**		**1.832.005.974**	

Note di commento

1

Forma e contenuto del bilancio

Enel SpA che opera nel settore dell'energia elettrica e del gas, ha la forma giuridica di società per azioni e ha sede in Roma, viale Regina Margherita 137.
Enel SpA, in qualità di Capogruppo, ha predisposto il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2012, presentato in apposito e separato fascicolo.
Gli Amministratori in data 12 marzo 2013 hanno autorizzato la pubblicazione del presente Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2012.
Il presente bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di Reconta Ernst & Young SpA.

Conformità agli IFRS/IAS

Il presente bilancio relativo al periodo chiuso al 31 dicembre 2012, rappresenta il bilancio separato della Capogruppo Enel SpA ed è stato predisposto in conformità ai princípi 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 princípi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati sono di seguito definiti "IFRS-EU"), nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

Base di presentazione

Il Bilancio di esercizio è costituito dal Conto economico, dal Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal Rendiconto finanziario e dalle relative Note di commento.
Nello Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione 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 dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.
Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, mentre il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto.
La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'euro (valuta funzionale della Società) e i valori riportati nelle note di commento sono espressi in milioni di euro, salvo quando diversamente indicato.
Il bilancio 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, dello Stato patrimoniale e del Rendiconto finanziario evidenziano le transazioni con parti correlate per la cui definizione si rimanda al successivo paragrafo "Princípi 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 sull'informativa relativa, 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 e vengono adottate quando il valore contabile delle attività e delle passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico.

Si ritiene che alcuni princípi contabili siano particolarmente significativi ai fini della comprensione del bilancio; a tal fine, 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 princípi 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 sui risultati successivi.

Uso di stime

Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti della società beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio.

Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefíci post-pensionamento.

I calcoli delle spese 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/riduzioni 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 e delle attività destinate alla dismissione viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica.

Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subíto una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e cessione futura, a seconda di 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 immobilizzate è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

Recupero di imposte anticipate

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 benefíci 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; nel momento in cui si dovesse constatare che Enel SpA non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrebbe imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si dovesse verificare tale circostanza.

Altro

Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha riguardato la valutazione di strumenti finanziari e di operazioni di pagamento basate sulle azioni. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai princípi contabili adottati.

Giudizi del *management*

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 della società nel definire l'indirizzo strategico e operativo della partecipata.

Per alcune partecipazioni, il *management* ha analizzato gli accordi con gli altri investitori al fine di acclarare se questi garantiscano alla Società 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, la Società non ha classificato come controllata alcuna società, di cui non si detiene la maggioranza dei diritti di voto.

2

Princípi contabili e criteri di valutazione

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento. Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico.

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.

Parti correlate

Per parti correlate si intendono essenzialmente quelle società 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 i fondi pensione, i Sindaci effettivi di Enel SpA e i loro stretti familiari, i dirigenti con responsabilità strategiche, e i loro stretti familiari, di Enel SpA e di società da questa controllate.

I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Partecipazioni in società controllate, collegate e a controllo congiunto

Per società controllate si intendono tutte le società su cui Enel SpA ha il potere di determinare, direttamente o indirettamente, le politiche finanziarie e operative al fine di ottenere i benefici derivanti dalle loro attività. Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali si ha un'influenza notevole. Nel valutare l'esistenza del controllo e dell'influenza notevole si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili.

Per società a controllo congiunto (*joint venture*) si intendono tutte le società nelle quali Enel SpA esercita il controllo sull'attività economica congiuntamente con altre entità.

Le partecipazioni in società controllate, collegate e a controllo congiunto sono valutate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite di valore secondo i criteri previsti dallo IAS 36; queste ultime sono successivamente ripristinate, qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza della Società ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata, o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

Attività materiali

Le attività materiali, riferite principalmente alle migliorie su beni di terzi, sono rilevate 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. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto delle attività materiali vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza, salvo siano direttamente attribuibili all'acquisizione di un bene che ne giustifica la capitalizzazione (*c.d. "qualifying asset"*).

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati come un aumento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo, affluiranno alla Società e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso sono rilevati come incremento del valore del bene cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è imputato a Conto economico rilevando l'eventuale plusvalenza o minusvalenza.

Le attività materiali sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito.

L'ammortamento è calcolato in 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 delle principali attività materiali è di seguito riportata.

	Vita utile
Migliorie su beni di terzi	Minore tra il termine del contratto di locazione e vita utile residua
Fabbricati civili	40 anni
Altri beni	7 anni

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

Attività immateriali

Le attività immateriali, tutte aventi vita utile definita, sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dall'utilizzo delle predette attività 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, 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 si riferiscono a *software* applicativi a titolo di proprietà con vita utile prevista tra tre e cinque anni.

Perdite di valore delle attività

Le attività materiali e immateriali sono analizzate, almeno una volta l'anno, al fine di individuare eventuali indicatori di perdita di valore; nel caso esista un'indicazione di perdita di valore si procede alla stima del loro valore recuperabile.

Il valore recuperabile, relativo alle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, è stimato almeno annualmente.

Il valore recuperabile è rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto dei costi di vendita, e il relativo valore d'uso.

Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività.

Una perdita di valore è riconosciuta nel Conto economico qualora il valore di iscrizione dell'attività cui essa è allocata è superiore al suo valore recuperabile.

Una perdita di valore di un'attività viene ripristinata quando vi è un'indicazione che la perdita di valore si sia ridotta o non esista più o quando vi è stato un cambiamento nelle valutazioni utilizzate per determinare il valore recuperabile.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione al Conto economico

Sono classificati nelle "attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione al Conto economico" (FVTPL) i titoli di debito detenuti a scopo di negoziazione, i titoli di debito designati al *fair value* a Conto economico al momento della rilevazione iniziale e le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e *joint venture* (non classificate come "attività finanziarie disponibili per la vendita").

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" (HTM) 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 di interesse effettivo, al netto di eventuali perdite di valore.

Le predette perdite di valore sono determinate quale differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario.

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.

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" (AFS) i titoli di debito quotati non classificati *held to maturity* (HTM), le partecipazioni in altre imprese (non classificate come "attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione al 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, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a Conto economico.

Qualora sussistano evidenze oggettive che i predetti strumenti abbiano subíto 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 successivamen-

te, 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 subíto 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.
Ai fini del Rendiconto finanziario, le disponibilità liquide sono esposte non includendo 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* al netto 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 alla data di negoziazione al *fair value* e sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'elemento coperto è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, rispetta i limiti previsti dallo IAS 39.
La rilevazione del risultato della valutazione al *fair value* è funzione della tipologia di *hedge accounting* posta in essere:

- *fair value hedge*: quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura, le relative variazioni del *fair value* 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;
- *cash flow hedge*: quando gli strumenti derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi degli strumenti coperti, le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace, e sono rilevate a Conto economico 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 qualificata come non efficace è imputata direttamente a Conto economico nella voce "Proventi/(Oneri) finanziari netti".
Le variazioni del *fair value* dei derivati di negoziazione e di quelli che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura ai sensi degli IFRS-EU sono rilevate a Conto economico.
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.

I contratti finanziari e non finanziari (che non siano già valutati al *fair value to profit loss*) sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di derivati "impliciti" ("*embedded derivate*") da scorporare e valutare al *fair value*. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

Gerarchia del *fair value* secondo l'IFRS 7

Le attività e passività finanziarie valutate al *fair value* sono classificate nei tre livelli gerarchici di seguito descritti, in base alla rilevanza delle informazioni (*input*) utilizzate nella determinazione del *fair value* stesso.

In particolare:

- livello 1: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche;
- livello 2: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di *input* diversi da prezzi quotati di cui al livello 1, ma che, per tali attività/passività, sono osservabili direttamente o indirettamente sul mercato;
- livello 3: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di dati di mercato non osservabili.

Benefici per i dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e relativa a programmi a benefici definiti o ad altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa, iscritta al netto delle eventuali attività al servizio del piano, 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. La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti. Gli utili o le perdite attuariali cumulati al termine dell'esercizio precedente superiori al 10% del maggiore tra il valore attuale dell'obbligazione a benefici definiti a quella data e il *fair value* delle attività a servizio del piano alla stessa data, sono rilevati nel Conto economico lungo la rimanente vita lavorativa media prevista dei dipendenti partecipanti al piano. Se inferiori, essi non sono rilevati.

Qualora la Società si sia impegnata in modo comprovabile e senza realistiche possibilità di recesso, con un dettagliato piano formale, alla conclusione anticipata ossia prima del raggiungimento dei requisiti per il pensionamento, del rapporto di lavoro, i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro sono rilevati come costo e sono valutati sulla base del numero di dipendenti che si prevede accetteranno l'offerta.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti esistente o di introduzione di un nuovo piano a benefici definiti, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (*past service cost*) è rilevato immediatamente a Conto economico se i benefici derivanti dalla modifica o dall'introduzione sono già acquisiti, oppure a quote costanti lungo un periodo medio fino al momento in cui i benefici sono acquisiti.

In caso di modifica o introduzione di altri benefici a lungo termine, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate è rilevato immediatamente a Conto economico nella sua interezza.

Operazioni di pagamento basate su 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.

Il controvalore delle *stock option* assegnate da Enel SpA in favore dei dipendenti di proprie controllate (dirette e indirette) viene rilevato a incremento del costo delle partecipazioni in tali società (o nella relativa controllata di primo livello in caso di opzioni assegnate a dipendenti di

controllate indirette) in contropartita a una specifica voce di patrimonio netto.

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 che è adeguata periodicamente al *fair value*, tenendo conto della migliore stima possibile delle RSU che diverranno esercitabili.

Il costo relativo alle RSU assegnate da Enel SpA in favore dei dipendenti di proprie controllate (dirette e indirette) viene rilevato:

- a incremento del costo delle partecipazioni in tali società, con riferimento al *fair value* degli strumenti di capitale alla data di assegnazione (o nella relativa controllata di primo livello in caso di RSU assegnate a dipendenti di controllate indirette) in contropartita a una specifica passività;
- a Conto economico, con riferimento alle successive variazioni di *fair value* in contropartita a una specifica passività.

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 sia 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'ammontare è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è rilevato a Conto economico come onere finanziario.

Le variazioni di stima sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione e sono classificate nella stessa voce che ha accolto il relativo accantonamento.

Ricavi

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.

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.

I proventi finanziari comprendono gli interessi attivi sulla liquidità della Società, gli interessi maturati in applicazione del costo ammortizzato, le variazioni del *fair value* delle attività finanziarie rilevate a Conto economico, gli utili su cambi e su strumenti di copertura rilevati a Conto economico.

Gli oneri finanziari comprendono gli interessi passivi sui finanziamenti, gli oneri derivanti dall'applicazione del costo ammortizzato, le perdite su cambi, le variazioni del *fair value* delle attività finanziarie rilevate a Conto economico e le perdite su strumenti di copertura rilevati a Conto economico.

Dividendi

I dividendi da partecipazioni 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.

Imposte sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in

base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle vigente normativa fiscale.

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

L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata 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 viene riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le imposte differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensabili 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 relative a componenti rilevati direttamente a patrimonio netto sono imputate anch'esse a patrimonio netto.

3

Princípi contabili di recente emanazione

Princípi di prima adozione e applicabili

La Società ha adottato il seguente principio contabile internazionale ed interpretazione di prima adozione al 1° gennaio 2012:

> "Modifiche all'IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative*"; la modifica ha introdotto nuovi obblighi di informativa per permettere agli utilizzatori del bilancio di valutare l'esposizione ai rischi connessi al trasferimento di attività finanziarie e l'effetto di tali rischi sulla posizione finanziaria della società. In particolare, il principio emendato richiede informativa specifica, da inserirsi in un'unica nota al bilancio, con riferimento ad attività finanziarie trasferite che non sono state oggetto di *derecognition* e ad attività finanziarie trasferite in cui si è mantenuto un coinvolgimento, alla data di bilancio. L'applicazione su base prospettica di tale modifica non ha comportato impatti significativi nell'esercizio.

Princípi non ancora applicabili e non adottati

La Commissione Europea nel corso dell'esercizio 2012 ha omologato i seguenti princípi applicabili, per la Società, negli esercizi successivi.

> "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 (cosiddetto "*recycling*") da quelli che non saranno mai riclassificati a Conto economico. Le modifiche saranno applicabili retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IAS 19 – *Benefici per i dipendenti*", emesso a giugno 2011; sostituisce la vigente versione dello IAS 19. La modifica più significativa apportata al principio riguar-

da l'obbligo di rilevare tutti gli utili/perdite attuariali nell'ambito degli OCI, con conseguente eliminazione del c.d. "*corridor approach*". Il principio emendato, 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 del *past service cost*; amplia l'informativa da presentare in bilancio; introduce regole più dettagliate per la rilevazione dei *termination benefit*. Il principio emendato sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2013. La società ritiene che gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni atterranno principalmente il cambiamento nel trattamento contabile del *past service cost* e degli utili/perdite attuariali la cui rilevazione, come sopra indicato, non potrà più essere differita. Si ritiene che gli effetti attesi derivanti dall'applicazione del nuovo principio da parte di Enel SpA non saranno particolarmente significativi.

> "IFRS 13 – *Valutazione del fair value*", emesso a maggio 2011. Rappresenta un *framework* trasversale cui fare riferimento ogni qualvolta altri princípi contabili richiedono o permettono l'applicazione del criterio del *fair value*. Il principio fornisce una guida su come determinare il *fair value*, introducendo, inoltre, specifici requisiti di informativa. Il nuovo principio sarà applicabile prospetticamente a partire dal 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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.
Le modifiche al principio saranno applicabili retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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, 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 princípi 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, l'IFRS 10 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. A seguito dell'applicazione del nuovo modello di analisi delle condizioni di controllo, società precedentemente considerate controllate potrebbero essere classificate come collegate o *joint venture* e viceversa.
Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014.
Enel sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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. Enel sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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 separato, la partecipazione a una *joint operation* è 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 (non è più consentita l'iscrizione di una partecipazione in *joint venture*); la partecipazione a una *joint venture*, invece, è riflessa contabilmente mediante la rilevazione di una partecipazione, valutata, in linea con quanto a oggi previsto, al costo o al *fair value*.

Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014.

Enel sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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 il criterio di valutazione delle società collegate e delle *joint venture* nell'ambito di un bilancio consolidato o di un bilancio redatto da una società che non detiene partecipazioni in controllate ma che detiene partecipazioni in collegate o in *joint venture* e che soddisfa specifici requisiti, in linea con quanto disposto dai vigenti princípi contabili.

  Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014.

  Enel sta valutando impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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 estinguere 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. Enel sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

Nel corso degli anni 2009-2012 l'*International Accounting Standards Board* (IASB) e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi princípi ed interpretazioni che, al 31 dicembre 2012, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Tra questi, si evidenziano di seguito quelli che si ritiene possono avere effetti sul bilancio della Società.

> "IFRS 9 – *Financial Instruments*", emesso a novembre 2009 e successivamente rivisto ad ottobre 2010, 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. Il nuovo principio, modificato con riferimento alla data di prima

adozione nel mese di dicembre 2011, sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015. La Società 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. Modifica inoltre, l'"IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative*", introducendo nuova informativa comparativa, obbligatoria o facoltativa in relazione alla data di transizione all'IFRS 9.

In particolare, le modifiche in esame dispongono che le società che applicano l'IFRS 9 per la prima volta nel proprio bilancio abbiano sempre la facoltà di non predisporre il *restatement* degli esercizi precedenti. Più precisamente: le società che hanno adottato l'IFRS 9 prima del 1° gennaio 2012 non hanno obblighi di *restatement* né obblighi di informativa addizionale rispetto a quelli già previsti a seguito delle modifiche apportate all'IFRS 7 dall'emissione dell'IFRS 9; le società che hanno adottato l'IFRS 9 dal 1° gennaio 2012 al 31 dicembre 2012 possono scegliere se predisporre il *restatement* degli esercizi precedenti o se fornire l'informativa comparativa addizionale secondo le modifiche apportate all'IFRS 7; le società che adottano l'IFRS 9 dal 1° gennaio 2013 al 1° gennaio 2015 hanno l'obbligo di fornire l'informativa comparativa addizionale secondo le modifiche apportate all'IFRS 7 a prescindere dalla scelta fatta riguardo il *restatement*, relativamente al quale hanno facoltà ma non obbligo.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015. Enel sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> *"Amendments to IFRS 10, IFRS 11 and IFRS 12 – Transition Guidance"*, emesso a giugno 2012. La modifica ha l'obiettivo di chiarire alcuni aspetti relativi alla fase di prima applicazione dei princípi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12 (*standard* contabile di riferimento per l'informativa da presentare nel bilancio consolidato in merito agli interessi detenuti in società controllate, collegate, *joint venture, joint operation* e *structured entities*).

In particolare, l'IFRS 10 è stato emendato chiarendo che per data di applicazione iniziale del principio debba intendersi l'inizio dell'esercizio in cui lo stesso è applicato per la prima volta (i.e. 1° gennaio 2013); è stata, inoltre, limitata l'informativa comparativa da fornire nel primo esercizio di applicazione. L'IFRS 11 e l'IFRS 12 sono stati emendati in maniera analoga, limitando gli effetti, in termini sia di rettifica dei dati di bilancio sia di informativa, derivanti dalla prima applicazione dell'IFRS 11.

Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Si segnala, tuttavia, che la Commissione Europea sta valutando se differire la prima applicazione al 1° gennaio 2014. Enel sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> *"Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 27 – Investment entities"*, 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 *investment entity*. In particolare, le *investment entities*, 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 una *investment entity* deve, invece, consolidare tutte le proprie controllate (incluse quelle detenute mediante l'*investment entity* stessa), eccetto il caso in cui anch'essa si qualifichi come tale. La modifica sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. Enel non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> *"Annual Improvements to IFRSs 2009-2011 Cycle"*, emesso a maggio 2012; contiene modifiche formali e chiarimenti a princípi già esistenti. Le modifiche, previa omologazione, saranno applicabili retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Enel sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni. In particolare, sono stati modificati i seguenti princípi:

- "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 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 ad 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.

4

Gestione del rischio

Rischio mercato

Enel SpA, nell'esercizio dell'attività di *holding* industriale, è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare è esposta al rischio di oscillazione dei tassi di interesse e dei tassi di cambio.

Enel SpA, inoltre, in qualità di Capogruppo, accentra parte delle attività di tesoreria e di accesso ai mercati finanziari per quanto concerne la conclusione di contratti derivati che non abbiano come sottostante *commodity* energetiche. Nell'ambito di tali attività, Enel SpA effettua nei confronti delle società del Gruppo attività di intermediazione con il mercato assumendo posizioni, anche rilevanti in termini di nozionale, che però non rappresentano per la stessa fonte di esposizione a rischi di mercato.

La natura dei rischi finanziari cui è esposta la Società è tale per cui variazioni nel livello dei tassi di interesse comportano variazioni dei flussi di cassa connessi al pagamento degli interessi sugli strumenti di debito a lungo termine indicizzati al tasso variabile, mentre variazioni dei tassi di cambio tra l'euro e le principali divise estere hanno un impatto sul controvalore dei flussi finanziari denominati in tali divise.

Nel rispetto delle politiche di Gruppo relative alla gestione dei rischi, Enel SpA stipula generalmente contratti derivati di copertura su mercati *over the counter* (OTC).
Le operazioni che soddisfano i requisiti previsti dallo IAS 39 possono essere designate ai fini del trattamento in *hedge accounting* come di *cash flow hedge*, altrimenti sono classificate come di *trading*.

La Società infine, con l'obiettivo di beneficiare di particolari condizioni di mercato, può porre in essere operazioni non a fini di copertura. Tale attività, marginale in termini di volumi, si svolge all'interno di una *governance* che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio definiti a livello di Gruppo e il cui rispetto viene verificato da una struttura organizzativa indipendente rispetto a quella preposta all'esecuzione delle operazioni stesse.

Nel prosieguo si dà evidenza delle consistenze delle operazioni su strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2012, indicando per ciascuna classe di strumenti il *fair value* e il nozionale, controvalorizzati ai cambi di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea ove denominati in divise diverse dall'euro.

Il *fair value* di uno strumento finanziario 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 di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

Non si rilevano modifiche nei criteri di valutazione dei derivati in essere a fine esercizio rispetto a quelli adottati alla fine dell'esercizio precedente. Gli effetti a Conto economico e a patrimonio netto di tali valutazioni sono pertanto riconducibili esclusivamente alle normali dinamiche di mercato.

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 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.

Rischio tasso di interesse

La gestione del rischio tasso di interesse ha il duplice obiettivo di ridurre l'ammontare di indebitamento soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di contenere il costo della provvista, limitando la volatilità dei risultati. A tale scopo Enel SpA ha stipulato nel corso del 2012 contratti di *interest rate swap*. Si evidenziano di seguito i contratti in essere a fine esercizio.

Milioni di euro	Nozionale	
	al 31.12.2012	al 31.12.2011
Derivati su tasso di interesse		
Interest rate swap	8.727,2	10.987,2
Interest rate collar	-	2.700,0
Totale	**8.727,2**	**13.687,2**

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.
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.

Il valore nozionale degli *interest rate swap* in essere a fine esercizio, pari a 8.727,2 milioni di euro (10.987,2 milioni di euro al 31 dicembre 2011), è relativo per 2.864,2 milioni di euro (5.114,0 milioni di euro al 31 dicembre 2011) a operazioni di copertura riferite alla propria quota di indebitamento espressa a tasso variabile e per 2.931,5 milioni di euro (2.886,6 milioni di euro al 31 dicembre 2011) a operazioni verso il mercato intermediate per un corrispondente valore di nozionale con le società del Gruppo.

Nella tabella seguente sono forniti, alle date del 31 dicembre 2012 e del 31 dicembre 2011, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		Nozionale *asset*		*Fair value asset*		Nozionale *liability*		*Fair value liability*	
	al 31.12. 2012	al 31.12. 2011	**al 31.12. 2012**	al 31.12. 2011	**al 31.12. 2012**	al 31.12. 2011	**al 31.12. 2012**	al 31.12. 2011	**al 31.12. 2012**	al 31.12. 2011	**al 31.12. 2012**	al 31.12. 2011
Derivati *cash flow hedge*	**2.190,0**	**3.590,0**	**(274,2)**	**(283,0)**	-	-	-	-	**2.190,0**	**3.590,0**	**(274,2)**	**(283,0)**
Interest rate swap	2.190,0	2.590,0	(274,2)	(274,9)	-	-	-	-	2.190,0	2.590,0	(274,2)	(274,9)
Interest rate collar	-	1.000,0	-	(8,1)	-	-	-	-	-	1.000,0	-	(8,1)
Derivati di *trading*	**6.537,2**	**10.097,2**	**(99,5)**	**(126,9)**	**2.937,3**	**2.886,6**	**295,3**	**219,0**	**3.599,9**	**7.210,6**	**(394,8)**	**(345,9)**
Interest rate swap	6.537,2	8.397,2	(99,5)	(114,1)	2.937,3	2.886,6	295,3	219,0	3.599,9	5.510,6	(394,8)	(333,1)
Interest rate collar	-	1.700,0	-	(12,8)	-	-	-	-	-	1.700,0	-	(12,8)
Totale *interest rate swap*	**8.727,2**	**10.987,2**	**(373,7)**	**(389,0)**	**2.937,3**	**2.886,6**	**295,3**	**219,0**	**5.789,9**	**8.100,6**	**(669,0)**	**(608,0)**
Totale *interest rate collar*	-	2.700,0	-	(20,9)	-	-	-	-	-	2.700,0	-	(20,9)
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE	**8.727,2**	**13.687,2**	**(373,7)**	**(409,9)**	**2.937,3**	**2.886,6**	**295,3**	**219,0**	**5.789,9**	**10.800,6**	**(669,0)**	**(628,9)**

Si evidenziano di seguito i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti derivati.

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2012	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre
Derivati CFH su tasso							
Derivati attivi relativi a Enel SpA (*fair value* positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi relativi a Enel SpA (*fair value* negativo)	(274,2)	(87,8)	(78,4)	(38,5)	(11,1)	(10,1)	(96,5)
Derivati di *trading* su tasso							
Derivati attivi relativi a Enel SpA (*fair value* positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi relativi a Enel SpA (*fair value* negativo)	(99,8)	(29,5)	(17,4)	(6,5)	(6,1)	(5,5)	(49,9)
Derivati attivi posti in essere per società del Gruppo (*fair value* positivo)	295,3	83,2	71,5	56,1	40,1	27,1	42,1
Derivati passivi posti in essere per società del Gruppo (*fair value* negativo)	(295,1)	(82,8)	(71,5)	(56,1)	(40,1)	(27,1)	(42,1)

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile di Enel SpA non coperto dal rischio di tasso 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 2012 il 29,3% (51% al 31 dicembre 2011) dell'indebitamento netto a lungo termine è a tasso variabile. Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate come di *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, tale incidenza scende al 18,9% (33% al 31 dicembre 2011).

Considerando ai fini del rapporto di copertura anche i derivati ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno i requisiti necessari per essere contabilizzati secondo le regole dell'*hedge accounting*, la stessa percentuale si attesta al 15,5% (23% al 31 dicembre 2011).

Al 31 dicembre 2012, 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 24,0 milioni di euro (26,3 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 (0,25%) più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 24,0 milioni di euro (26,3 milioni di euro al 31 dicembre 2011) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*.

Un eventuale aumento dei tassi di interesse di 25 punti base (0,25%) genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto negativo a Conto economico, in termini di maggiori oneri annui sulla quota non coperta del debito, pari a circa 7,7 milioni di euro.

Viceversa, un'eventuale diminuzione dei tassi di interesse di pari entità genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto positivo a Conto economico, in termini di minori oneri annui sulla quota non coperta del debito, pari a circa 7,7 milioni di euro.

Rischio tasso di cambio

Al fine di minimizzare l'esposizione del Gruppo al rischio di oscillazione dei tassi di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi denominati in divisa estera, la Società pone in essere, tipicamente sul mercato *over the counter* (OTC), diverse tipologie di contratti derivati e in particolare *currency forward* e *cross currency interest rate swap*, la cui scadenza non eccede quella dell'esposizione sottostante.

I *currency forward* sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "*strike*"); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable forward*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (non *deliverable forward*).

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.

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 variabile o fisso. 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.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2012 e del 31 dicembre 2011, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Nozionale	
	al 31.12.2012	al 31.12.2011
Derivati su cambi		
Forward:	11.629,4	9.725,0
- *forward* a copertura del rischio cambio connesso alle *commodity*	11.123,0	9.408,0
- *forward* a copertura dei flussi futuri	506,4	317,0
Cross currency interest rate swap	22.207,0	21.532,3
Totale	**33.836,4**	**31.257,3**

In particolare si evidenziano:

- contratti di *currency forward* per un ammontare nozionale complessivo di 11.123,0 milioni di euro (9.408,0 milioni di euro al 31 dicembre 2011), relativi per 5.561,5 milioni di euro alla copertura del rischio cambio connesso al processo di approvvigionamento di *commodity* energetiche da parte delle società del Gruppo intermediate in modo speculare con il mercato;
- contratti di *currency forward* per un ammontare nozionale complessivo di 506,4 milioni di euro (317,0 milioni di euro al 31 dicembre 2011), relativi per 253,2 milioni di euro alla copertura del rischio cambio connesso ad altri flussi attesi in valute diverse dall'euro conclusi per conto delle società del Gruppo e intermediati in modo speculare con il mercato;
- contratti di *cross currency interest rate swap* per un ammontare nozionale di 22.207,0 milioni di euro (21.532,3 milioni di euro al 31 dicembre 2011) finalizzati alla copertura del rischio cambio dell'indebitamento, proprio o di società del Gruppo, denominato in valuta diversa dall'euro.

Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2012 e del 31 dicembre 2011, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		Nozionale *asset*		*Fair value asset*		Nozionale *liability*		*Fair value liability*	
	al 31.12. 2012	al 31.12. 2011	**al 31.12. 2012**	al 31.12. 2011	**al 31.12. 2012**	al 31.12. 2011	**al 31.12. 2012**	al 31.12. 2011	**al 31.12. 2012**	al 31.12. 2011	**al 31.12. 2012**	al 31.12. 2011
Derivati *cash flow hedge*	**2.802,4**	2.739,3	**(556,8)**	**(515,1)**	**1.396,9**	1.364,8	**476,5**	447,0	**1.405,5**	1.374,5	**(1.033,3)**	**(962,1)**
Cross currency interest rate swap	2.802,4	2.739,3	(556,8)	(515,1)	1.396,9	1.364,8	476,5	447,0	1.405,5	1.374,5	(1.033,3)	(962,1)
Derivati di *trading*	**31.034,0**	28.518,0	-	-	**15.517,0**	14.259,0	**953,4**	1.452,3	**15.517,0**	14.259,0	**(953,4)**	**(1.452,3)**
Forward	11.629,4	9.725,0	-	-	5.814,7	4.862,5	174,6	392,5	5.814,7	4.862,5	(174,6)	(392,5)
Cross currency interest rate swap	19.404,6	18.793,0	-	-	9.702,3	9.396,5	778,8	1.059,8	9.702,3	9.396,5	(778,8)	(1.059,8)
Totale *forward*	**11.629,4**	9.725,0	-	-	**5.814,7**	4.862,5	**174,6**	392,5	**5.814,7**	4.862,5	**(174,6)**	**(392,5)**
Totale *cross currency interest rate swap*	**22.207,0**	21.532,3	**(556,8)**	**(515,1)**	**11.099,2**	10.761,3	**1.255,3**	1.506,8	**11.107,8**	10.771,0	**(1.812,1)**	**(2.021,9)**
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	**33.836,4**	31.257,3	**(556,8)**	**(515,1)**	**16.913,9**	15.623,8	**1.429,9**	1.899,3	**16.922,5**	15.633,5	**(1.986,7)**	**(2.414,4)**

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati.

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2012	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre
Derivati CFH su cambio							
Derivati attivi relativi a Enel SpA (*fair value* positivo)	476,5	67,3	66,5	64,1	60,0	54,5	279,3
Derivati passivi relativi a Enel SpA (*fair value* negativo)	(1.033,3)	(76,5)	(75,7)	(73,3)	(69,2)	(63,7)	(682,9)
Derivati di *trading* su cambio							
Derivati attivi posti in essere per società del Gruppo (*fair value* positivo)	973,3	234,7	133,9	31,3	30,4	85,7	150,5
Derivati passivi posti in essere per società del Gruppo (*fair value* negativo)	(973,3)	(234,7)	(133,9)	(31,3)	(30,4)	(85,7)	(150,5)

L'esposizione della Società al rischio di oscillazione del tasso di cambio sulla base del valore nozionale in valuta, è di seguito descritta.

Milioni	Dollari USA	GBP	Franchi svizzeri	Dollari USA	GBP	Franchi svizzeri
		al 31.12.2012			al 31.12.2011	
Crediti commerciali in valuta	-	-	-	-	-	-
Attività finanziarie in valuta	-	-	-	-	-	-
Debiti commerciali in valuta	0,3	0,1	1,3	0,1	0,1	78,0
Finanziamenti passivi e altre passività finanziarie in valuta	-	1.126,2 (1)	-	-	1.125,7 (1)	-
Totale	**0,3**	**1.126,3**	**1,3**	**0,1**	**1.125,8**	**78,0**

(1) Totalmente coperti da *cross currency interest rate swap*.

In termini di esposizione al rischio di cambio, l'indebitamento netto a lungo termine espresso in divisa estera, pari al 7% del totale (6% al 31 dicembre 2011), risulta interamente coperto mediante operazioni di *cross currency interest rate swap*.

Al 31 dicembre 2012, se il tasso di cambio dell'euro verso le valute in cui è denominato il debito si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 189,0 milioni di euro (182,7 milioni di euro al 31 dicembre 2011) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*.

Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso le valute in cui è denominato il debito a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 231,0 milioni di euro (223,4 milioni di euro al 31 dicembre 2011) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*.

Rischio di credito

La Società gestisce questo tipo di rischio scegliendo esclusivamente controparti con elevato *standing* creditizio considerate solvibili dal mercato e non presenta significative concentrazioni del rischio di credito.

Il rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati è considerato di entità marginale, in quanto le controparti delle predette operazioni sono selezionate nell'ambito delle 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.

Al 31 dicembre 2012 l'esposizione al rischio di credito, desumibile dal valore contabile delle attività finanziarie espresse al lordo del relativo fondo svalutazione cui si aggiungono gli strumenti finanziari derivati con *fair value* positivo, al netto di eventuali *cash collateral* detenuti, ammonta a 15.223,9 milioni di euro (14.154,4 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Di tale importo, 6.888,7 milioni di euro sono costituti da crediti nei confronti di società del Gruppo e 6.460,6 milioni di euro da disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

Milioni di euro

	al 31.12.2012		al 31.12.2011		2012-2011
		di cui Gruppo		*di cui Gruppo*	
Crediti finanziari non correnti	301,3	*138,2*	321,6	*165,5*	(20,3)
Strumenti finanziari derivati non correnti	1.517,1	*672,7*	1.734,3	*443,1*	(217,2)
Altre attività finanziarie non correnti	4,8	-	3,3	-	1,5
Crediti commerciali	485,3	*468,7*	581,0	*491,8*	(95,7)
Crediti finanziari correnti	5.235,8	*5.235,8*	8.301,3	*8.301,3*	(3.065,5)
Strumenti finanziari derivati correnti	208,1	*109,0*	384,0	*73,5*	(175,9)
Altre attività finanziarie correnti	1.010,9	*264,3*	996,9	*272,8*	14,0
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.460,6	-	1.832,0	-	4.628,6
Totale	**15.223,9**	***6.888,7***	**14.154,4**	***9.748,0***	**1.069,5**

Rischio di liquidità

Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, la funzione di tesoreria accentrata (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate Endesa Internacional BV ed Endesa Capital SA), garantendo l'accesso al mercato monetario e dei capitali; Enel SpA 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.

Al 31 dicembre 2012 Enel SpA aveva a disposizione complessivamente 6.460,6 milioni di euro di "disponibilità liquide e mezzi equivalenti" (1.832,0 milioni di euro al 31 dicembre 2011), nonché linee di credito *committed* ancora disponibili per 6.500,0 milioni di euro.

Le linee di credito *committed* ammontano a 6.600,0 milioni di euro, utilizzate per 100,0 milioni di euro (7.300,0 milioni di euro, utilizzate per 2.000,0 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

4.a Contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti - *Euro 1.517,1 milioni*

I contratti derivati, classificati nell'ambito delle attività finanziarie non correnti, sono rappresentati nella tabella che segue, evidenziandone il valore nozionale e il *fair value*, suddivisi per tipologia di contratti e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value* [1]		
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*:					
- cambi	1.396,9	1.364,8	476,5	446,9	29,6
Totale	**1.396,9**	**1.364,8**	**476,5**	**446,9**	**29,6**
Derivati di *trading*:					
- tassi di interesse	2.925,5	2.186,6	295,0	215,5	79,5
- cambi	9.348,7	9.573,0	745,6	1.071,9	(326,3)
Totale	**12.274,2**	**11.759,6**	**1.040,6**	**1.287,4**	**(246,8)**
TOTALE	**13.671,1**	**13.124,4**	**1.517,1**	**1.734,3**	**(217,2)**

(1) *Fair value* "livello 2".

I contratti derivati di *cash flow hedge*, al 31 dicembre 2012, presentano un valore nozionale di 1.396,9 milioni di euro e un *fair value* di 476,5 milioni di euro.

I derivati di *cash flow hedge* sono riferiti essenzialmente all'operazione di copertura del tasso di cambio della *tranche* di 1,1 miliardi di sterline inglesi dell'emissione obbligazionaria, che rientra nel programma *Global Medium Term Notes*, effettuata in data 13 giugno 2007. L'incremento del *fair value* rispetto al precedente esercizio è determinato principalmente dall'andamento del cambio dell'euro nei confronti della sterlina inglese.

I contratti derivati di *trading* sia su tassi di interesse sia su tassi di cambio, al 31 dicembre 2012, presentano un valore nozionale complessivo di 12.274,2 milioni di euro e un *fair value* di 1.040,6 milioni di euro.

L'incremento del *fair value* dei derivati di *trading* su tasso di interesse, rispetto al precedente esercizio, pari a 79,5 milioni di euro, è riconducibile sia alle nuove operazioni di copertura gestionale negoziate nel corso del 2012 a fronte delle emissioni di *private placement* di Enel Finance International e dei finanziamenti accesi da alcune società del Gruppo, sia alla valutazione delle operazioni già presenti al 31 dicembre 2011 che hanno risentito positivamente dell'andamento delle curve di tasso.

Il decremento del *fair value* dei derivati di *trading* su cambi, rispetto al precedente esercizio, pari a 326,3 milioni di euro, riguarda sostanzialmente le operazioni di copertura gestionale delle emissioni obbligazionarie in valuta tramite *cross currency interest rate swap*.

Tali operazioni hanno risentito negativamente, nella valutazione al 31 dicembre 2012, dell'andamento dei cambi.

4.b Contratti derivati classificati tra le attività finanziarie correnti - *Euro 208,1 milioni*

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati classificati nell'ambito delle attività finanziarie correnti, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value* [1]		
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati di *trading*:					
- tassi di interesse	11,8	700,0	0,3	3,5	(3,2)
- cambi	6.167,6	4.686,0	207,8	380,5	(172,7)
- altro	0,7	-	-	-	-
Totale	**6.180,1**	**5.386,0**	**208,1**	**384,0**	**(175,9)**

(1) *Fair value* "livello 2".

La voce accoglie esclusivamente i derivati di *trading* costituiti principalmente dalle operazioni di copertura del cambio su *commodity* energetiche effettuate per conto delle società del Gruppo. Il decremento complessivo del *fair value*, rispetto al precedente esercizio, pari a 175,9 milioni di euro, è essenzialmente connesso alla normale operatività.

4.c Contratti derivati classificati tra le passività finanziarie non correnti - *Euro 2.392,7 milioni*

Le "Passività finanziarie non correnti" sono costituite dalla valutazione al *fair value* dei contratti derivati; nella tabella che segue sono riportati il relativo valore nozionale e il *fair value*.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value* (1)		
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	2.190,0	2.190,0	274,2	273,0	1,2
- cambi	1.405,5	1.374,5	1.033,3	962,0	71,3
Totale	**3.595,5**	3.564,5	**1.307,5**	1.235,0	72,5
Derivati di *trading*:					
- tassi	3.499,9	2.760,6	339,6	268,1	71,5
- cambi	9.348,7	9.573,0	745,6	1.071,9	(326,3)
Totale	**12.848,6**	12.333,6	**1.085,2**	1.340,0	**(254,8)**
TOTALE	**16.444,1**	**15.898,1**	**2.392,7**	**2.575,0**	**(182,3)**

(1) *Fair value* "livello 2".

I contratti derivati non correnti, al 31 dicembre 2012, presentano un valore nozionale complessivo pari a 16.444,1 milioni di euro e un *fair value* pari a 2.392,7 milioni di euro, ed evidenziano, se confrontati con i valori del 31 dicembre 2011, rispettivamente un incremento pari a 546,0 milioni di euro e un decremento di 182,3 milioni di euro.

L'aumento del valore nozionale, essenzialmente riferito ai derivati su tassi di interesse di *trading*, è imputabile principalmente alle nuove operazioni negoziate per conto di società del Gruppo.

4.d Contratti derivati classificati tra le passività finanziarie correnti - *Euro 263,0 milioni*

I contratti derivati classificati tra le passività finanziarie correnti sono riportati, distinti per tipologia, nella tabella che segue, evidenziando i valori nozionali e i relativi *fair value*.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value* (1)		
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi di interesse	-	1.400,0	-	9,9	(9,9)
Totale	**-**	**1.400,0**	**-**	**9,9**	**(9,9)**
Derivati di *trading*:					
- tassi di interesse	100,0	4.450,0	55,2	77,9	(22,7)
- cambi	6.167,6	4.686,0	207,8	380,5	(172,7)
altro	0,7	-	-	-	-
Totale	**6.268,3**	**9.136,0**	**263,0**	**458,4**	**(195,4)**
TOTALE	**6.268,3**	**10.536,0**	**263,0**	**468,3**	**(205,3)**

(1) *Fair value* "livello 2".

I derivati passivi correnti presentano un valore nozionale pari a 6.268,3 milioni di euro e un corrispondente *fair value* pari a 263,0 milioni di euro. Il decremento del valore nozionale, pari a 4.267,7 milioni di euro, è essenzialmente connesso alla scadenza, nel mese di aprile 2012, dei derivati stipulati a copertura dell'indebitamento contratto da Enel SpA e da Enel Finance International nel 2007, relativi alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro (complessivamente 5.350,0 milioni di euro di valore nozionale).

Informazioni sul Conto economico

Ricavi

5.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 327,6 milioni*

I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" sono così composti:

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Vendita di energia	**-**	**374,4**	**(374,4)**
Acquirente Unico	-	373,2	(373,2)
Altri	-	1,2	(1,2)
Prestazioni di servizi	**327,6**	**357,6**	**(30,0)**
Società del Gruppo	325,5	355,9	(30,4)
Terzi	2,1	1,7	0,4
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**327,6**	**732,0**	**(404,4)**

I ricavi per "Vendita di energia", presentano, rispetto all'esercizio 2011, una riduzione pari a 374,4 milioni di euro conseguentemente alla scadenza avvenuta al 31 dicembre 2011 del contratto di importazione di energia elettrica con Alpiq.

I ricavi per "Prestazioni di servizi", pari a 327,6 milioni di euro, si riferiscono essenzialmente a prestazioni rese alle società controllate nell'ambito della funzione di indirizzo e coordinamento svolta dalla Società e al riaddebito di oneri di diversa natura sostenuti e di competenza delle controllate stesse. Il decremento rispetto all'esercizio precedente, pari a 30,0 milioni di euro, è connesso principalmente alla riduzione (complessivamente pari a 26,6 milioni di euro) dei ricavi per *management fee* e per le attività di *service*.

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

- 262,9 milioni di euro in Italia;
- 4,9 milioni di euro nel mercato UE;
- 59,8 milioni di euro in altri Paesi extra UE.

5.b Altri ricavi e proventi - *Euro 7,0 milioni*

Gli "Altri ricavi e proventi" nell'esercizio 2012 sono pari a 7,0 milioni di euro e presentano un decremento di 22,8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (29,8 milioni di euro) da attribuire essenzialmente alla rilevazione, nel 2011, del provento derivante dalla cessione della partecipazione detenuta in Deval SpA (21,1 milioni di euro).

Costi

6.a Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo - *Euro 2,1 milioni*

Gli "Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo", pari a 2,1 milioni di euro, presentano una riduzione di 358,7 milioni di euro rispetto ai valori registrati nell'esercizio precedente, principalmente per effetto della citata scadenza del contratto con Alpiq.

6.b Servizi e godimento beni di terzi - *Euro 235,7 milioni*

I costi per prestazioni di "Servizi e godimento beni di terzi" sono ripartiti come di seguito rappresentato.

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Costi per servizi	217,0	259,3	(42,3)
Costi per godimento beni di terzi	18,7	16,3	2,4
Totale servizi e godimento beni di terzi	**235,7**	**275,6**	**(39,9)**

I "Costi per servizi", pari complessivamente a 217,0 milioni di euro, si riferiscono a servizi resi da terzi per 146,6 milioni di euro (186,1 milioni di euro nel 2011) e da società del Gruppo per 70,4 milioni di euro (73,2 milioni di euro nel 2011). In particolare, il decremento dei costi per servizi resi da società terze, pari a 39,5 milioni di euro, è da ricondursi essenzialmente alla riduzione delle spese di comunicazione per 21,0 milioni di euro, dei corrispettivi di Borsa al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e al Gestore dei Mercati Energetici (GME) per 12,0 milioni di euro, questi ultimi a seguito della cessazione, avvenuta il 31 dicembre 2011, dell'attività di acquisto e vendita di energia elettrica, nonché degli oneri connessi alle operazioni di acquisizione/cessione di aziende per 10,4 milioni di euro; a parziale compensazione hanno subíto un incremento le spese per provvigioni e commissioni bancarie per 3,6 milioni di euro, connesse essenzialmente alla cessione, avvenuta in data 2 febbraio 2012 della partecipazione in Terna SpA.

I costi per servizi resi da società del Gruppo registrano un decremento di 2,8 milioni di euro, da riferire principalmente ai minori costi per servizi resi da Enel Ingegneria e Ricerca SpA (2,8 milioni di euro).

I "Costi per godimento beni di terzi" risultano pari a 18,7 milioni di euro e presentano un incremento di 2,4 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, da riferirsi essenzialmente ai maggiori costi per godimento di beni di proprietà della controllata Enel Servizi Srl.

6.c Costo del personale - *Euro 120,4 milioni*

I costi sostenuti per il personale risultano composti come di seguito riportato.

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Salari e stipendi	75,0	75,4	(0,4)
Oneri sociali	24,2	23,8	0,4
Trattamento di fine rapporto	5,0	4,8	0,2
Oneri per *stock option* e RSU	0,1	0,2	(0,1)
Altri costi e altri piani di incentivazione	16,1	13,6	2,5
Totale costo del personale	**120,4**	**117,8**	**2,6**

Il "Costo del personale", a fronte di una consistenza media del personale di 852 unità (850 unità medie nel 2011), risulta pari a 120,4 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 2,6 milioni di euro, da ricondurre principalmente al maggior onere per esodo incentivato del personale.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2012.

	Consistenza media			Consistenza
	2012	2011	2012-2011	**al 31.12.2012**
Dirigenti	104	109	(5)	97
Quadri	378	361	17	386
Impiegati	370	380	(10)	360
Totale	**852**	**850**	**2**	**843**

6.d Ammortamenti e perdite di valore - *Euro 13,2 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Ammortamenti delle attività materiali	2,0	1,8	0,2
Ammortamenti delle attività immateriali	9,2	8,8	0,4
Perdite di valore	2,0	22,7	(20,7)
Totale ammortamenti e perdite di valore	**13,2**	**33,3**	**(20,1)**

Gli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, pari complessivamente a 11,2 milioni di euro (10,6 milioni di euro nel 2011), rilevano un incremento complessivo di 0,6 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, essenzialmente connesso agli investimenti e passaggi in esercizio dei diritti di brevetto industriale e delle opere di ingegno effettuati nell'ultimo trimestre 2011.

Le perdite di valore, pari a 2,0 milioni di euro, presentano una riduzione di 20,7 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, che accoglieva l'adeguamento di valore effettuato sulle partecipazioni detenute in Enel.NewHydro (11,3 milioni di euro), Enelpower (7,6 milioni di euro) e Vallenergie (0,9 milioni di euro).

6.e Altri costi operativi - *Euro 60,1 milioni*

Gli "Altri costi operativi", complessivamente pari a 60,1 milioni di euro, rilevano un decremento rispetto all'esercizio precedente di 10,1 milioni di euro, principalmente per minori accantonamenti a fondi rischi e oneri (5,9 milioni di euro) e minori contributi e quote associative dovuti essenzialmente a enti e organizzazioni di categoria (2,7 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, negativo per 96,9 milioni di euro, risulta sostanzialmente in linea con il precedente esercizio (negativo per 95,9 milioni di euro).

7. Proventi da partecipazioni - *Euro 4.174,7 milioni*

I proventi da partecipazioni, pari a 4.174,7 milioni di euro, si riferiscono ai dividendi deliberati dalle Assemblee degli Azionisti delle società controllate (3.940,3 milioni di euro) e dalle altre partecipate (0,1 milioni di euro), nonché alla plusvalenza (234,3 milioni di euro), al lordo dei costi di transazione, realizzata dalla cessione in data 2 febbraio 2012 del totale della partecipazione posseduta in Terna, pari al 5,1% del relativo capitale sociale.

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Dividendi da imprese controllate:	**3.940,3**	**3.201,3**	**739,0**
Enel Produzione SpA	788,6	959,0	(170,4)
Enel Distribuzione SpA	3.007,7	1.766,2	1.241,5
Enel Trade SpA	25,5	30,2	(4,7)
Enel.Factor SpA	4,0	4,0	-
Enel Finance International NV	-	77,8	(77,8)
Enel Servizi Srl	29,8	5,1	24,7
Enel Energy Europe SL	-	264,9	(264,9)
Enel Green Power SpA	84,7	94,1	(9,4)
Dividendi da altre imprese:	**0,1**	**21,6**	**(21,5)**
Terna SpA [1]	-	21,5	(21,5)
Emittenti Titoli SpA	0,1	0,1	-
Plusvalenze da alienazione di partecipazioni in altre imprese:	**234,3**	-	**234,3**
Terna SpA	234,3	-	234,3
Totale proventi da partecipazioni	**4.174,7**	**3.222,9**	**951,8**

(1) Nel 2011, al lordo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011, pari a 8,2 milioni di euro, posto in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2011.

Si evidenzia che la variazione relativa ai dividendi erogati dalla controllata Enel Distribuzione è connessa alla distribuzione effettuata dalla società di un dividendo straordinario per un ammontare pari a 3.400,0 milioni di euro, di cui 2.258,0 milioni di euro a titolo di restituzione di capitale (in quanto riferito alla distribuzione di una apposita riserva della società per riduzione capitale sociale) e 1.142,0 milioni di euro a titolo di distribuzione di riserve di utili di esercizi precedenti.

8. Proventi/(Oneri) finanziari - *Euro (846,1) milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Proventi finanziari			
Interessi e altri proventi da attività finanziarie non correnti	**24,0**	**24,4**	**(0,4)**
Interessi e altri proventi da attività finanziarie correnti	**260,5**	**275,2**	**(14,7)**
Differenze positive di cambio:	**0,5**	**8,1**	**(7,6)**
- su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	0,1	0,5	(0,4)
- su finanziamenti	0,4	0,6	(0,2)
- su altro	-	7,0	(7,0)
Proventi da strumenti derivati:	**1.306,3**	**2.507,3**	**(1.201,0)**
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:			
proventi da derivati a FVTPL	*1.130,2*	*2.251,0*	*(1.120,8)*
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:			
proventi da derivati a FVTPL	*52,1*	*126,8*	*(74,7)*
proventi da derivati di CFH	*124,0*	*129,5*	*(5,5)*
Altri interessi attivi e proventi	**8,9**	**11,3**	**(2,4)**
Totale proventi	**1.600,2**	**2.826,3**	**(1.226,1)**
Oneri finanziari			
Interessi e altri oneri su debiti finanziari non correnti:	**998,2**	**963,6**	**34,6**
- interessi passivi su debiti finanziari non correnti	245,0	301,9	(56,9)
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	753,2	661,7	91,5
Interessi e altri oneri su debiti finanziari correnti:	**20,4**	**43,4**	**(23,0)**
- interessi passivi su debiti verso banche e società del Gruppo	20,4	43,4	(23,0)
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**14,2**	**14,5**	**(0,3)**
Differenze negative di cambio:	**32,9**	**50,9**	**(18,0)**
- su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	0,1	0,4	(0,3)
- su finanziamenti	32,1	40,4	(8,3)
- su altro	0,7	10,1	(9,4)
Oneri da strumenti derivati:	**1.381,5**	**2.611,1**	**(1.229,6)**
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:			
oneri da derivati a FVTPL	*1.129,5*	*2.250,6*	(1.121,1)
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:			
oneri da derivati a FVTPL	*80,0*	*165,1*	*(85,1)*
oneri da derivati di CFH	*172,0*	*195,4*	*(23,4)*
Altri interessi passivi e oneri	**(0,9)**	**14,9**	**(15,8)**
Totale oneri	**2.446,3**	**3.698,4**	**(1.252,1)**
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	**(846,1)**	**(872,1)**	**26,0**

Gli oneri finanziari netti, pari a 846,1 milioni di euro, riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (1.018,6 milioni di euro), nonché gli oneri netti da strumenti derivati su tassi di interesse (110,1 milioni di euro), e risultano controbilanciati da interessi attivi e altri proventi su conti correnti intersocietari e bancari (rispettivamente 240,7 milioni di euro e 18,1 milioni di euro), su *cash collateral* (1,4 milioni di euro) e da interessi attivi su finanziamenti accollati alle società del Gruppo (10,8 milioni di euro). Il decremento degli oneri finanziari netti, pari a 26,0 milioni di euro, rispetto al precedente esercizio è stato determinato principalmente dai minori oneri netti da strumenti derivati su tassi di interesse (78,7 milioni di euro), parzialmente bilanciati dalla riduzione degli interessi attivi e degli altri proventi su attività finanziarie correnti (14,7 milioni di euro) conseguente principalmente al decremento degli interessi attivi maturati sul conto corrente intersocietario. Si ricorda che, nel periodo a raffronto, erano stati rilevati proventi netti per 42,1 milioni di euro connessi all'esercizio della "*bonus share*" concessa nel 2010 nell'ambito dell'offerta globale di vendita di azioni di Enel Green Power SpA.

Gli oneri e proventi finanziari su operazioni in strumenti derivati, con riferimento all'attività di copertura sistematica del rischio tasso di interesse e cambio effettuata per conto di tutte le società del Gruppo, evidenziano una pressoché totale compensazione e quindi attestano la sostanziale assenza di rischio che permane in capo a Enel SpA.

9. Imposte - *Euro 188,3 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Imposte correnti	(188,5)	(213,8)	25,3
Imposte anticipate	0,2	1,9	(1,7)
Imposte differite	-	(0,1)	0,1
Totale imposte	**(188,3)**	**(212,0)**	**23,7**

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2012 risultano complessivamente positive per 188,3 milioni di euro, per effetto principalmente della riduzione della base imponibile Ires dovuta all'esclusione al 95% dei dividendi percepiti dalle società controllate. Le imposte sul reddito di esercizio tengono anche conto della deducibilità degli interessi passivi di Enel SpA in capo al consolidato fiscale di Gruppo in base alle disposizioni in materia di Ires (art. 96 TUIR così come sostituito dalla legge n. 244 del 24 dicembre 2007 "Legge Finanziaria 2008"). L'incidenza sul risultato prima delle imposte nel 2012 è pari al -5,8% contro il -9,4% del 2011. Tale andamento risente essenzialmente sia del diverso ammontare nei due esercizi di riferimento dei dividendi percepiti dalle società controllate sia del provento, in regime di parziale esenzione d'imposta, derivante dalla cessione della quota di partecipazione detenuta in Terna SpA.

Milioni di euro

	2012	Incidenza %	2011	Incidenza %
Risultato *ante* imposte	3.231,7		2.254,9	
Imposte teoriche Ires (27,5%)	**888,7**	**27,5%**	**620,1**	**27,5%**
Minori imposte:				
- plusvalenze da partecipazioni esenti	(59,3)	-1,8%	(5,5)	-0,2%
- dividendi da partecipazione	(1.029,4)	-31,9%	(842,0)	-37,3%
- svalutazioni anni precedenti	(1,1)	-	-	-
- utilizzo fondi	(12,6)	-0,4%	(11,7)	-0,5%
- altre	-	-	(24,5)	-1,1%
Maggiori imposte:				
- svalutazioni dell'esercizio	0,9	-	6,3	0,3%
- minusvalenze da partecipazioni	-	-	6,6	0,3%
- accantonamento ai fondi	11,2	0,3%	12,1	0,5%
- sopravvenienze passive	3,7	0,1%	3,9	0,2%
- altre	14,2	0,4%	23,2	1,0%
Totale imposte correnti sul reddito (Ires)	**(183,7)**	**-5,7%**	**(211,5)**	**-9,4%**
Irap	**-**	**-**	**-**	**-**
Imposte estere	-	-	**0,2**	**-**
Differenza su stime imposte anni precedenti	**(4,8)**	**-0,1%**	**(2,5)**	**-0,1%**
Totale fiscalità differita	**0,2**	**-**	**1,8**	**0,1%**
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO	**(188,3)**	**-5,8%**	**(212,0)**	**-9,4%**

Informazioni sullo Stato patrimoniale

10. Attività materiali - *Euro 4,3 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2011 e 2012 sono di seguito rappresentati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su immobili di terzi	**Totale**
Costo storico	0,4	2,7	3,0	5,3	18,1	22,6	52,1
Fondo ammortamento	-	(1,4)	(3,0)	(5,3)	(17,2)	(20,5)	(47,4)
Consistenza al 31.12.2010	**0,4**	**1,3**	**-**	**-**	**0,9**	**2,1**	**4,7**
Investimenti	-	-	-	-	-	3,0	3,0
Ammortamenti	-	(0,1)	-	-	(0,3)	(1,4)	(1,8)
Altri movimenti	3,0	-	-	-	-	-	3,0
Impairment	(3,0)	-	-	-	-	-	(3,0)
Totale variazioni	**-**	**(0,1)**	**-**	**-**	**(0,3)**	**1,6**	**1,2**
Costo storico	0,4	2,7	3,0	5,3	18,1	25,6	55,1
Fondo ammortamento	-	(1,5)	(3,0)	(5,3)	(17,5)	(21,9)	(49,2)
Consistenza al 31.12.2011	**0,4**	**1,2**	**-**	**-**	**0,6**	**3,7**	**5,9**
Investimenti	-	-	-	-	0,5	0,6	1,1
Ammortamenti	-	-	-	-	(0,3)	(1,7)	(2,0)
Dismissioni	-	-	-	-	(0,1)	(0,6)	(0,7)
Totale variazioni	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,1**	**(1,7)**	**(1,6)**
Costo storico	0,4	2,7	3,0	5,3	18,5	25,6	55,5
Fondo ammortamento	-	(1,5)	(3,0)	(5,3)	(17,8)	(23,6)	(51,2)
Consistenza al 31.12.2012	**0,4**	**1,2**	**-**	**-**	**0,7**	**2,0**	**4,3**

Le "Attività materiali" risultano complessivamente pari a 4,3 milioni di euro ed evidenziano, rispetto all'esercizio precedente, un decremento di 1,6 milioni di euro da riferirsi essenzialmente agli ammortamenti (2,0 milioni di euro) e al trasferimento a Enel Servizi dei beni e delle migliorie su immobili di proprietà della controllata stessa, nell'ambito dell'operazione di cessione del ramo di azienda "*Security*" (0,7 milioni di euro). Parziale compensazione è intervenuta per le capitalizzazioni dell'esercizio (1,1 milioni di euro).

La voce "Migliorie su immobili di terzi" si riferisce principalmente a lavori di ristrutturazione di alcuni edifici in cui ha sede Enel SpA, ammortizzati lungo la durata residua del contratto di locazione del fabbricato.

11. Attività immateriali - *Euro 11,9 milioni*

Le "Attività immateriali", tutte a vita utile definita, sono di seguito rappresentate.

Milioni di euro	Diritti di brev. industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali in corso	**Totale**
Consistenza al 31.12.2010	**15,5**	-	**15,5**
Investimenti	8,5	1,8	10,3
Ammortamenti	(8,8)	-	(8,8)
Totale variazioni	**(0,3)**	**1,8**	**1,5**
Consistenza al 31.12.2011	**15,2**	**1,8**	**17,0**
Investimenti	5,2	1,2	6,4
Passaggi in esercizio	1,8	(1,8)	-
Dismissioni	(2,1)	(0,2)	(2,3)
Ammortamenti	(9,2)	-	(9,2)
Totale variazioni	**(4,3)**	**(0,8)**	**(5,1)**
Consistenza al 31.12.2012	**10,9**	**1,0**	**11,9**

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno" sono relativi in prevalenza a costi sostenuti per l'acquisizione di *software* applicativi a titolo di proprietà e per le manutenzioni evolutive sugli stessi. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente in tre esercizi).

Il decremento di tale voce, pari a 5,1 milioni di euro, è dovuto agli ammortamenti dell'esercizio (9,2 milioni di euro) e al trasferimento a Enel Servizi di alcuni *software*, nell'ambito dell'operazione di cessione del ramo di azienda "*Security*" (2,3 milioni di euro), in parte compensati dagli investimenti (6,4 milioni di euro).

Le "Altre attività immateriali in corso", pari a 1,0 milione di euro (1,8 milioni di euro nell'esercizio a raffronto), si riferiscono essenzialmente al sistema CCRM per l'implementazione dei modelli di misurazione dei rischi (0,4 milioni di euro), al sistema PRIMO Overhead (0,2 milioni di euro) e al sistema di pianificazione finanziaria (0,2 milioni di euro).

12. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 372,6 milioni e Euro 191,4 milioni*

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali.

Milioni di euro	al 31.12.2011	Increm./(Decrem.) con imputazione a Conto economico	Increm./(Decrem.) con imputazione a patrimonio netto	Altri movimenti	**al 31.12.2012**
Attività per imposte anticipate					
Natura delle differenze temporanee:					
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore	35,5	(1,5)	-	-	34,0
- strumenti finanziari derivati	253,9	-	25,9	-	279,8
- costi aumento capitale	21,3	-	(10,6)	-	10,7
- altre partite	46,8	1,3	-	-	48,1
Totale attività per imposte anticipate	**357,5**	**(0,2)**	**15,3**	**-**	**372,6**
Passività per imposte differite					
Natura delle differenze temporanee:					
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	3,8	-	(3,0)	(0,7)	0,1
- proventi a tassazione differita	0,2	-	-	-	0,2
- valutazione strumenti finanziari	186,4	-	3,7	0,7	190,8
- altre partite	0,3	-	-	-	0,3
Totale passività per imposte differite	**190,7**	**-**	**0,7**	**-**	**191,4**
Attività per imposte anticipate su Ires risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	**198,3**				**213,3**
Passività per imposte differite su Irap risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	**(31,5)**				**(32,1)**

Le "Attività per imposte anticipate" ammontano a 372,6 milioni di euro (357,5 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e presentano un incremento di 15,1 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferirsi principalmente alle imposte anticipate sulla valutazione a *fair value* delle operazioni di *cash flow hedge* (25,9 milioni di euro), parzialmente compensato dal rilascio delle imposte anticipate relative ai costi di transazione inerenti all'operazione di aumento del capitale sociale (10,6 milioni di euro).

Le "Passività per imposte differite" sono pari a 191,4 milioni di euro (190,7 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e registrano un incremento di 0,7 milioni di euro, dovuto alle imposte differite relative alla valutazione a *fair value* delle operazioni di *cash flow hedge* (3,7 milioni di euro), parzialmente compensato dal rilascio dell'effetto fiscale della riserva da valutazione di strumenti finanziari disponibili alla vendita in seguito alla cessione della partecipazione detenuta in Terna (3,0 milioni di euro).

Il valore delle imposte differite è stato determinato applicando le aliquote del 27,5% per l'Ires e del 5,57% per l'Irap (tenuto conto delle addizionali regionali); il valore delle imposte anticipate è stato determinato applicando unicamente l'aliquota Ires del 27,5% in quanto, per i prossimi esercizi, non si prevede di realizzare redditi imponibili Irap tali da riassorbire le differenze temporanee deducibili.

13. Partecipazioni - *Euro 39.189,1 milioni*

Il seguente prospetto riassume i movimenti intervenuti nell'esercizio per ciascuna partecipazione, con i corrispondenti valori di inizio e fine esercizio, nonché l'elenco delle partecipazioni possedute nelle società controllate, collegate e in altre imprese.

Milioni di euro	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possesso %
			al 31.12.2011		
A) Imprese controllate					
Enel Produzione SpA	4.891,8	-	3,7	4.895,5	100,0
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	46,5	-	0,9	47,4	100,0
Enel Distribuzione SpA	6.311,7	-	1,8	6.313,5	100,0
Enel Servizio Elettrico SpA	10,0	-	0,5	10,5	100,0
Enel Trade SpA	901,0	-	0,8	901,8	100,0
Enel Green Power SpA	3.687,1	-	2,0	3.689,1	69,2
Enel Investment Holding BV	8.498,1	(4.473,0)	0,1	4.025,2	100,0
Enelpower SpA	189,5	(159,3)	-	30,2	100,0
Enel Energia SpA	1.321,0	(8,3)	0,7	1.313,4	100,0
Enel Energy Europe SL	15.300,1	-	-	15.300,1	100,0
Enel.Factor SpA	17,9	(0,4)	-	17,5	100,0
Enel Sole Srl	5,3	-	-	5,3	100,0
Enel Servizi Srl	524,5	(40,2)	2,7	487,0	100,0
Enel.NewHydro Srl	70,5	(54,2)	-	16,3	100,0
Enel Finance International NV	1.414,3	-	-	1.414,3	100,0
Totale controllate	**43.189,3**	**(4.735,4)**	**13,2**	**38.467,1**	
C) Imprese collegate					
CESI SpA	21,9	-	-	21,9	41,9
Totale collegate	**21,9**	**-**	**-**	**21,9**	
D) Altre imprese					
Elcogas SA	4,8	(1,1)	-	3,7	4,3
Emittenti Titoli SpA	0,5	-	-	0,5	10,0
Terna Rete Elettrica Nazionale SpA	46,2	219,5	-	265,7	5,1
Totale altre imprese	**51,5**	**218,4**	**-**	**269,9**	
TOTALE PARTECIPAZIONI	**43.262,7**	**(4.517,0)**	**13,2**	**38.758,9**	

(Acquisizioni)/ (Cessioni)/ (Liquidazioni)/ (Rimborsi)	Apporti in conto capitale e a copertura perdite	Saldo movimenti	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possesso %
Movimenti del 2012					**al 31.12.2012**		
-	-	-	4.891,8	-	3,7	4.895,5	100,0
-	-	-	46,5	-	0,9	47,4	100,0
(2.258,0)	-	(2.258,0)	4.053,7	-	1,8	4.055,5	100,0
-	-	-	10,0	-	0,5	10,5	100,0
-	-	-	901,0	-	0,8	901,8	100,0
(47,0)	-	(47,0)	3.640,1	-	2,0	3.642,1	68,3
-	-	-	8.498,1	(4.473,0)	0,1	4.025,2	100,0
-	-	-	189,5	(159,3)	-	30,2	100,0
-	-	-	1.321,0	(8,3)	0,7	1.313,4	100,0
-	3.000,0	3.000,0	18.300,1	-	-	18.300,1	100,0
-	-	-	17,9	(0,4)	-	17,5	100,0
-	-	-	5,3	-	-	5,3	100,0
-	-	-	524,5	(40,2)	2,7	487,0	100,0
-	-	-	70,5	(54,2)	-	16,3	100,0
-	-	-	1.414,3	-	-	1.414,3	100,0
(2.305,0)	**3.000,0**	**695,0**	**43.884,3**	**(4.735,4)**	**13,2**	**39.162,1**	
0,9	-	0,9	22,8	-	-	22,8	42,7
0,9	**-**	**0,9**	**22,8**	**-**	**-**	**22,8**	
-	-	-	4,8	(1,1)	-	3,7	4,3
-	-	-	0,5	-	-	0,5	10,0
(265,7)	-	(265,7)	-	-	-	-	-
(265,7)	**-**	**(265,7)**	**5,3**	**(1,1)**	**-**	**4,2**	
(2.569,8)	**3.000,0**	**430,2**	**43.912,4**	**(4.736,5)**	**13,2**	**39.189,1**	

Si riporta di seguito la movimentazione delle partecipazioni intervenuta nel corso dell'esercizio 2012:

Milioni di euro	
Incrementi	
Ripatrimonializzazione di Enel Energy Europe SL	3.000,0
Acquisizione di quote del capitale di CESI SpA	1,1
Totale incrementi	**3.001,1**
Decrementi	
Rimborso della "Riserva da riduzione del capitale sociale" a titolo di dividendo straordinario da parte di Enel Distribuzione	(2.258,0)
Cessione della partecipazione detenuta in Terna SpA	(265,7)
Riduzione del valore di carico della partecipazione detenuta in Enel Green Power SpA a seguito assegnazione "*bonus share*"	(47,0)
Cessione di una quota del capitale di CESI SpA	(0,2)
Totale decrementi	**(2.570,9)**
SALDO MOVIMENTI	**430,2**

L'incremento netto del valore delle partecipazioni detenute in società controllate, collegate e in altre imprese, pari a 430,2 milioni di euro, è da riferirsi principalmente:

- alla ripatrimonializzazione, in data 22 ottobre 2012, della società controllata Enel Energy Europe SL per un importo di 3.000,0 milioni di euro, destinato da quest'ultima a incremento delle riserve di patrimonio netto;
- al rimborso, da parte della società controllata Enel Distribuzione SpA, della "Riserva da riduzione del capitale sociale", per un importo di 2.258,0 milioni di euro, a titolo di dividendo straordinario così come deliberato dall'Assemblea degli Azionisti della società dell'11 aprile 2012;
- alla cessione, in data 2 febbraio 2012, del totale della partecipazione posseduta in Terna SpA, pari al 5,1% del relativo capitale sociale (102.384.037 azioni ordinarie), per un valore di carico di 265,7 milioni di euro;
- alla riduzione del valore di carico della partecipazione detenuta in Enel Green Power SpA per 47,0 milioni di euro a seguito dell'effettiva assegnazione a titolo gratuito delle azioni della società rientranti nella cosiddetta "*bonus share*", concessa nel 2010 nell'ambito dell'offerta globale di vendita di azioni di Enel Green Power SpA;
- all'acquisizione, in data 2 marzo, 5 marzo, 12 marzo, 5 aprile e 24 maggio 2012, di cinque quote rispettivamente pari allo 0,093%, allo 0,195%, allo 0,271%, allo 0,468% e allo 0,018% del capitale sociale di CESI SpA per un importo complessivo pari a 1,1 milioni di euro;
- alla cessione, in data 31 maggio 2012, di una quota pari allo 0,291% della partecipazione detenuta in CESI SpA, per un valore di carico di 0,2 milioni. A seguito delle operazioni di acquisto e vendita poste in essere nel 2012 la quota di partecipazione di Enel in CESI SpA è passata dal 41,9% al 31 dicembre 2011 al 42,7% al 31 dicembre 2012.

I certificati azionari relativi alle partecipazioni in società controllate italiane detenute da Enel SpA sono presso Monte dei Paschi di Siena, in conto deposito titoli a custodia e amministrazione.

Nel prospetto che segue è riportato l'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e altre imprese al 31 dicembre 2012.

	Sede legale	Valuta	Capitale sociale (euro)	Patrimonio netto (milioni di euro)	Utile/(Perdita) ultimo esercizio (milioni di euro)	Quota di possesso %	Valore a bilancio (milioni di euro)
A) Imprese controllate							
Enel Produzione SpA	Roma	Euro	1.800.000.000	6.173,9	222,4	100,0	4.895,5
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Roma	Euro	30.000.000	52,5	0,06	100,0	47,4
Enel Distribuzione SpA	Roma	Euro	2.600.000.000	5.179,0	1.625,3	100,0	4.055,5
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Euro	10.000.000	41,7	(54,5)	100,0	10,5
Enel Trade SpA	Roma	Euro	90.885.000	849,9	(36,2)	100,0	901,8
Enel Green Power SpA	Roma	Euro	1.000.000.000	6.507,9	235,5	68,3	3.642,1
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Euro	1.593.050.000	4.161,6	(40,1)	100,0	4.025,2
Enelpower SpA	Milano	Euro	2.000.000	33,6	3,4	100,0	30,2
Enel Energia SpA	Roma	Euro	302.039	1.128,1	44,0	100,0	1.313,4
Enel Energy Europe SL	Madrid	Euro	500.000.000	22.077,9	(453,5)	100,0	18.300,1
Enel.Factor SpA	Roma	Euro	12.500.000	46,7	5,0	100,0	17,5
Enel Sole Srl	Roma	Euro	4.600.000	45,6	9,4	100,0	5,3
Enel Servizi Srl	Roma	Euro	50.000.000	533,6	39,5	100,0	487,0
Enel.NewHydro Srl	Roma	Euro	1.000.000	17,5	1,2	100,0	16,3
Enel Finance International NV	Amsterdam	Euro	1.478.810.370	1.047,6	72,8	100,0	1.414,3
C) Imprese collegate							
CESI SpA	Milano	Euro	8.550.000	88,5	15,1	42,7	22,8
D) Altre imprese							
Elcogas SA	Puertollano	Euro	20.242.260	13,2	9,4	4,3	3,7
Emittenti Titoli SpA	Milano	Euro	4.264.000	6,9	1,1	10,0	0,5

Relativamente alle partecipazioni detenute in Enel Trade SpA, Enel Energia SpA ed Enel Finance International NV, il valore in bilancio è ritenuto recuperabile ancorché individualmente superiore rispetto al patrimonio netto al 31 dicembre 2012 di ciascuna delle società partecipate. Si ritiene altresì che tale circostanza non è da considerarsi un indicatore di perdita di valore della partecipazione ma un temporaneo disallineamento tra i due valori, che nel caso specifico di Enel Finance International NV è dovuto essenzialmente all'andamento negativo della valutazione al *fair value* di alcune poste di bilancio che trovano contropartita nel patrimonio netto.

Le "Partecipazioni in altre imprese", al 31 dicembre 2012 tutte riferite a società non quotate, sono valutate al costo, poiché il *fair value* non può essere attendibilmente determinato.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011
Partecipazioni in società quotate valutate al *fair value*	**-**	**265,7**
Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	-	265,7
Partecipazioni in società non quotate valutate al costo	**4,2**	**4,2**
Elcogas SA	3,7	3,7
Emittenti Titoli SpA	0,5	0,5

14. Attività finanziarie non correnti - *Euro 1.835,1 milioni*

La composizione di tale voce è di seguito rappresentata.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Crediti finanziari:	**306,1**	**324,9**	**(18,8)**
- verso imprese controllate	138,2	165,5	(27,3)
- verso terzi	163,1	156,1	7,0
- altri	4,8	3,3	1,5
Contratti derivati	**1.517,1**	**1.734,3**	**(217,2)**
Risconti attivi	**11,9**	**21,1**	**(9,2)**
Totale	**1.835,1**	**2.080,3**	**(245,2)**

Per la voce "Crediti finanziari" si rimanda a quanto commentato nella Nota 19.3.

Con riferimento ai "Contratti derivati", si rimanda a quanto commentato nella Nota 4.a.

I "Risconti attivi" si riferiscono interamente ai costi di transazione residui sulla linea di credito *revolving* di 10 miliardi di euro stipulata, in data 19 aprile 2010, tra Enel, Enel Finance International e Mediobanca, iscritti in tale voce per la quota non corrente e imputati a Conto economico in funzione della durata della *facility* (cinque anni).

I crediti finanziari e i contratti derivati, rilevati alla voce "Attività finanziarie non correnti" sono ripartiti in base al loro grado temporale di esigibilità come di seguito esposto.

Milioni di euro	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	**Totale**	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	**Totale**
		al 31.12.2012			al 31.12.2011	
Crediti finanziari:	**277,1**	**29,0**	**306,1**	**97,4**	**227,5**	**324,9**
- verso imprese controllate	111,6	26,6	138,2	94,1	71,4	165,5
- verso terzi	163,1	-	163,1	-	156,1	156,1
- altri	2,4	2,4	4,8	3,3	-	3,3
Contratti derivati	**217,4**	**1.299,7**	**1.517,1**	**232,1**	**1.502,2**	**1.734,3**
Totale	**494,5**	**1.328,7**	**1.823,2**	**329,5**	**1.729,7**	**2.059,2**

Le attività finanziarie non correnti classificate per categoria di strumenti finanziari si presentano come segue.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione a Conto economico	1.040,6	1.287,4	(246,8)
Finanziamenti e crediti	318,0	346,0	(28,0)
Derivati di *cash flow hedge*	476,5	446,9	29,6
Totale	**1.835,1**	**2.080,3**	**(245,2)**

15. Altre attività non correnti - *Euro 449,0 milioni*

La voce accoglie le partite di seguito descritte.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Crediti tributari	**241,9**	**42,5**	**199,4**
Crediti verso società controllate per accollo PIA	**197,6**	**209,7**	**(12,1)**
Altri crediti a lungo termine:			
- depositi cauzionali	-	0,1	(0,1)
- altri crediti	9,5	9,8	(0,3)
Totale	**9,5**	**9,9**	**(0,4)**
TOTALE	**449,0**	**262,1**	**186,9**

I "Crediti tributari" si riferiscono al credito emerso in seguito alla presentazione delle istanze di rimborso per l'esercizio 2003 (effettuata da Enel SpA per proprio conto) e per le annualità 2004-2012 (effettuate sia per proprio conto sia in qualità di società consolidante) delle maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale dell'Irap nella determinazione del reddito imponibile Ires, così come consentito dal decreto legge n. 185 del 29 novembre 2008 convertito dalla legge n. 2 del 28 gennaio 2009 e dal decreto legge n. 201 del 6 dicembre 2011.

La voce "Crediti verso società controllate per accollo PIA", pari a 197,6 milioni di euro, si riferisce ai crediti derivanti dall'accollo da parte delle società del Gruppo delle rispettive quote di competenza della Previdenza Integrativa Aziendale (PIA). I termini dell'accordo prevedono che le società del Gruppo accollanti rimborseranno i costi per estinguere l'obbligazione a benefici definiti, in capo alla Capogruppo, iscritta alla voce "TFR e altri benefici ai dipendenti". La quota esigibile oltre il 5° anno dei "Crediti verso società controllate per accollo PIA" è pari a 135,9 milioni di euro (148,0 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Gli "Altri crediti", pari a 9,5 milioni di euro, si riferiscono essenzialmente al credito vantato verso la società controllata Enel Ingegneria e Ricerca SpA per la cessione, avvenuta nel precedente esercizio, della partecipazione detenuta in Sviluppo Nucleare Italia Srl.

16. Crediti commerciali - *Euro 477,8 milioni*

La voce è composta come di seguito illustrato.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Clienti:			
- vendita e trasporto di energia elettrica	0,4	72,3	(71,9)
- altri crediti	8,7	9,4	(0,7)
Totale	**9,1**	**81,7**	**(72,6)**
Crediti commerciali verso imprese controllate	468,7	491,8	(23,1)
TOTALE	**477,8**	**573,5**	**(95,7)**

I crediti verso clienti, pari a 9,1 milioni di euro, sono iscritti al netto di un fondo svalutazione di 7,5 milioni di euro, rimasto invariato rispetto all'esercizio precedente.
Il decremento dei crediti verso clienti terzi (72,6 milioni di euro) è sostanzialmente dovuto al venir meno dei crediti verso l'Acquirente Unico, connesso alla citata scadenza del contratto con Alpiq.

I "Crediti commerciali verso imprese controllate" si riferiscono principalmente a servizi e attività svolte da Enel SpA a favore delle società del Gruppo e la loro diminuzione (23,1 milioni di euro) è determinata essenzialmente dalla riduzione delle *management fee* e delle attività di *service*.

I crediti commerciali verso imprese controllate sono di seguito dettagliati per società.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Imprese controllate:			
- Enel Energy Europe SL	-	3,8	(3,8)
- Enel Produzione SpA	43,8	90,7	(46,9)
- Enel Distribuzione SpA	107,0	54,5	52,5
- Enel Ingegneria e Ricerca SpA	7,4	5,4	2,0
- Enel Green Power SpA	116,0	85,3	30,7
- Endesa SA	1,6	(0,6)	2,2
- Enel Servizio Elettrico SpA	15,3	19,6	(4,3)
- Enel Trade SpA	7,3	4,9	2,4
- Enel Energia SpA	23,5	45,9	(22,4)
- Enel Servizi Srl	18,6	32,8	(14,2)
- Slovenské elektrárne AS	15,0	33,1	(18,1)
- Enel.si Srl	16,7	12,3	4,4
- Enelpower SpA	0,2	1,7	(1,5)
- Enel Investment Holding BV	1,7	2,9	(1,2)
- Enel North America Inc.	0,9	0,9	-
- Enel Sole Srl	3,7	5,5	(1,8)
- Enel OGK5-5 OJSC	18,3	12,8	5,5
- Endesa Distribución Eléctrica SL	22,0	22,7	(0,7)
- Endesa Generación SA	14,0	4,4	9,6
- Enel Romania Srl	8,4	7,6	0,8
- Sviluppo Nucleare Italia Srl	0,1	-	0,1
- Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	11,6	9,4	2,2
- Altre	15,6	36,2	(20,6)
Totale	**468,7**	**491,8**	**(23,1)**

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

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Italia	360,2	430,3	(70,1)
UE	78,6	118,8	(40,2)
Extra UE	33,7	19,4	14,3
Altri	5,3	5,0	0,3
Totale	**477,8**	**573,5**	**(95,7)**

17. Crediti per imposte sul reddito - *Euro 259,9 milioni*

I crediti per imposte al 31 dicembre 2012 ammontano a 259,9 milioni di euro e si riferiscono essenzialmente al credito Ires della Società per imposte correnti dell'esercizio.

18. Attività finanziarie correnti - *Euro 6.443,2 milioni*

La voce accoglie le partite di seguito dettagliate.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Crediti finanziari verso società del Gruppo:	**5.609,1**	**8.647,6**	**(3.038,5)**
- crediti finanziari a breve termine (conto corrente intersocietario)	5.208,5	8.165,8	(2.957,3)
- finanziamento a breve termine concesso a Enel Finance International NV	-	120,0	(120,0)
- quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	27,3	15,5	11,8
- altri crediti finanziari	264,3	272,8	(8,5)
- contratti derivati	109,0	73,5	35,5
Crediti finanziari verso terzi:	**834,1**	**1.020,3**	**(186,2)**
- contratti derivati	99,1	310,5	(211,4)
- quote correnti dei crediti finanziari a lungo	0,4	0,3	0,1
- altri crediti finanziari	111,9	116,4	(4,5)
- *cash collateral* per accordi di marginazione su derivati OTC	622,7	593,1	29,6
Totale	**6.443,2**	**9.667,9**	**(3.224,7)**

Le "Attività finanziarie correnti" rilevano un decremento di 3.224,7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Per il commento della voce si rimanda alla Nota 19.4 a eccezione dei "contratti derivati", per i quali si rimanda a quanto commentato nella Nota 4.b.

19. Indebitamento finanziario netto - *Euro 12.437,8 milioni*

La tabella seguente mostra la ricostruzione dell'indebitamento finanziario netto a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale.

Milioni di euro

	Note	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Finanziamenti a lungo termine	19.1	19.314,8	18.082,8	1.232,0
Finanziamenti a breve termine	19.2	4.952,6	2.471,8	2.480,8
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	19.1	808,9	4.113,3	(3.304,4)
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	19.3	306,1	324,9	(18,8)
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.4	5.871,8	8.917,0	(3.045,2)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	19.5	6.460,6	1.832,0	4.628,6
Totale		**12.437,8**	**13.594,0**	**(1.156,2)**

Si evidenzia di seguito la posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2012 in linea con la disposizione CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto come riportato nella Relazione sulla gestione.

Milioni di euro

	al 31.12.2012		al 31.12.2011	
		di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Denaro e valori in cassa	-		0,1	
Depositi bancari e postali	6.460,6		1.831,9	
Liquidità	**6.460,6**		**1.832,0**	
Crediti finanziari correnti	**5.871,9**	***5.235,9***	**8.917,0**	***8.301,3***
Debiti bancari correnti	(137,6)		(636,4)	
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(808,9)		(4.113,3)	
Altri debiti finanziari correnti	(4.815,0)	*(4.127,1)*	(1.835,4)	*(1.193,3)*
Debiti finanziari correnti	**(5.761,5)**		**(6.585,1)**	
Posizione finanziaria corrente netta	**6.570,9**		**4.163,9**	
Debiti bancari non correnti	(492,4)		(1.307,0)	
Obbligazioni emesse	(16.322,4)		(14.275,8)	
Altri debiti non correnti	(2.500,0)	*(2.500,0)*	(2.500,0)	*(2.500,0)*
Debiti finanziari non correnti	**(19.314,8)**		**(18.082,8)**	
Posizione finanziaria non corrente	**(19.314,8)**		**(18.082,8)**	
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da disposizione CONSOB	**(12.743,9)**		**(13.918,9)**	
Crediti finanziari non correnti	**306,1**	***138,2***	324,9	***165,5***
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(12.437,8)**		**(13.594,0)**	

19.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 20.123,7 milioni*

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 (pari a 808,9 milioni di euro), ammonta al 31 dicembre 2012 a 20.123,7 milioni di euro.

Nelle tabelle seguenti viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2012 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Valore nozionale
		al 31.12.2012		al 31.12.2011	
Obbligazioni:					
- tasso fisso quotate	2013-2037	11.518,4	11.661,9	9.641,8	9.729,8
- tasso variabile quotate	2014-2031	4.019,1	4.050,0	3.926,4	3.950,0
- tasso variabile non quotate	2013-2032	1.593,7	1.593,8	1.764,7	1.764,9
Totale		**17.131,2**	**17.305,7**	15.332,9	15.444,7
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	-	-	-	0,1	0,1
- tasso variabile	2014-2016	492,5	498,7	4.363,1	4.386,0
Totale		**492,5**	**498,7**	4.363,2	4.386,1
Finanziamenti da società del Gruppo:					
- tasso fisso	2025	2.500,0	2.500,0	2.500,0	2.500,0
Totale		**2.500,0**	**2.500,0**	**2.500,0**	**2.500,0**
TOTALE		**20.123,7**	**20.304,4**	**22.196,1**	**22.330,8**

Milioni di euro	Saldo contabile	Quote correnti	Quote con scadenza	Quote scadenti nel				
	al 31.12.2012	<12 mesi	>12 mesi	2014	2015	2016	2017	Oltre
Obbligazioni:								
- tasso fisso quotate	11.518,4	749,7	10.768,7	-	994,5	1.973,3	1.494,4	6.306,5
- tasso variabile quotate	4.019,1	-	4.019,1	999,0	1.296,2	987,5	-	736,4
- tasso fisso non quotate	-	-	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile non quotate	1.593,7	59,2	1.534,5	61,3	62,8	63,9	65,0	1.281,5
Totale	**17.131,2**	**808,9**	**16.322,3**	**1.060,3**	**2.353,5**	**3.024,7**	**1.559,4**	**8.324,4**
Finanziamenti bancari:								
- tasso variabile	492,5	-	492,5	100,0	-	392,5	-	-
Totale	**492,5**	**-**	**492,5**	**100,0**	**-**	**392,5**	**-**	**-**
Finanziamenti da società del Gruppo:								
- tasso fisso	2.500,0	-	2.500,0	-	-	-	-	2.500,0
Totale	**2.500,0**	**-**	**2.500,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2.500,0**
TOTALE	**20.123,7**	**808,9**	**19.314,8**	**1.160,3**	**2.353,5**	**3.417,2**	**1.559,4**	**10.824,4**

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 633,1 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute da Enel SpA.

Viene di seguito rappresentato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta di origine con l'indicazione del tasso di interesse.

Milioni di euro	Saldo contabile		Valore nozionale	Tasso di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo
	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**		**al 31.12.2012**	
Euro	**20.848,5**	**18.743,7**	**18.907,6**	**4,11%**	**4,35%**
Sterline inglesi	1.347,6	1.380,0	1.396,8	5,99%	6,10%
Totale valute non euro	**1.347,6**	**1.380,0**	**1.396,8**		
TOTALE	**22.196,1**	**20.123,7**	**20.304,4**		

La movimentazione del periodo del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella seguente tabella.

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Nuove emissioni	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	Valore nozionale
	al 31.12.2011					**al 31.12.2012**
Obbligazioni	15.444,7	(1.057,5)	3.000,0	(113,6)	32,1	17.305,7
Finanziamenti bancari	4.386,1	(3.887,4)	-	-	-	498,7
Finanziamenti da società del Gruppo	2.500,0	-	-	-	-	2.500,0
Totale	**22.330,8**	**(4.944,9)**	**3.000,0**	**(113,6)**	**32,1**	**20.304,4**

Rispetto al 31 dicembre 2012 il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso una riduzione di 2.026,4 milioni di euro quale saldo di 4.944,9 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 3.000,0 milioni di euro relativi a nuove emissioni, di 113,6 milioni di euro riferiti al riacquisto di obbligazioni proprie e di 32,1 milioni di euro relativi a differenze negative di cambio.

Tra le principali operazioni effettuate nel corso del 2012 si segnalano:

> l'emissione di un prestito obbligazionario a tasso fisso e a tasso variabile, con scadenza 20 febbraio 2018, destinato a risparmiatori *retail* italiani, per un importo complessivo di 3.000,0 milioni di euro, le cui caratteristiche sono le seguenti:
  - 2.500,0 milioni di euro a tasso fisso del 4,875%;
  - 500,0 milioni di euro a tasso variabile;

- il rimborso delle linee di credito bancarie per un ammontare complessivo di 1.900,0 milioni di euro;
- i rimborsi delle *tranche* in scadenza di prestiti obbligazionari per un ammontare complessivo di 1.057,5 milioni di euro;
- i rimborsi naturali e volontari, per un ammontare complessivo di 1.987,4 milioni di euro, relativi alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro, di cui:
  - 1.156,4 milioni di euro relativi alla *tranche* scaduta nel mese di aprile 2012;
  - 831,0 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014.

A seguito di tali rimborsi, al 31 dicembre 2012 il valore nozionale del *Credit Facility* di originari 35 miliardi di euro in capo a Enel SpA e alla sua controllata Enel Finance International NV risulta pari a 617,4 milioni di euro (dei quali 398,7 milioni di euro in capo a Enel SpA) e in scadenza nell'aprile 2016.

La linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro a cinque anni, stipulata nel mese di aprile 2010 da Enel SpA e da Enel Finance International NV, risulta essere inutilizzata da parte di Enel SpA al 31 dicembre 2012.

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine, tra il saldo 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 del Gruppo.

Milioni di euro	Saldo contabile	*Fair value*	Saldo contabile	*Fair value*
	al 31.12.2012		al 31.12.2011	
Obbligazioni:				
- tasso fisso	11.518,4	12.642,7	9.641,8	9.396,3
- tasso variabile	5.612,8	5.266,4	5.691,1	5.074,0
Finanziamenti bancari:				
- tasso fisso	-	-	0,1	0,1
- tasso variabile	492,5	513,4	4.363,1	4.310,7
Finanziamenti da società del Gruppo:				
- tasso fisso	2.500,0	2.744,8	2.500,0	2.283,0
Totale	**20.123,7**	**21.167,3**	**22.196,1**	**21.064,1**

Nelle successive tabelle è indicata la composizione dei finanziamenti a lungo termine (saldo contabile) distinguendo tra quote con scadenza superiore a 12 mesi e quote correnti, confrontati con i medesimi valori al 31 dicembre 2011.

Finanziamenti a lungo termine (escluse le quote correnti)

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Obbligazioni:			
- tasso fisso	10.768,7	9.042,1	1.726,6
- tasso variabile	5.553,6	5.233,7	319,9
Finanziamenti bancari:			
- tasso variabile	492,5	1.307,0	(814,5)
Finanziamenti da società del Gruppo:			
- tasso fisso	2.500,0.	2.500,0	-
Totale	**19.314,8**	**18.082,8**	**1.232,0**

Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Obbligazioni:			
- tasso fisso	749,7	599,7	150,0
- tasso variabile	59,2	457,4	(398,2)
Finanziamenti bancari:			
- tasso fisso	-	0,1	(0,1)
- tasso variabile	-	3.056,1	(3.056,1)
Totale	**808,9**	**4.113,3**	**(3.304,4)**

I principali debiti finanziari a lungo termine contengono impegni ("*covenant*") tipici della prassi internazionale.

I principali *covenant* fanno riferimento alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, al *Credit Agreement* 2009 e alla linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro, sottoscritta nel mese di aprile 2010. Nessuno di tali *covenant* risulta a oggi disatteso.

Gli 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 disposizione 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;
- 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 il *Credit Agreement* 2009 e per la linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro, 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 scatta nel caso in cui (i) Enel divenga controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano ovvero (ii) se Enel o alcuna delle società da essa controllate conferiscano una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni tale che l'affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo risulti significativamente compromessa. Il verificarsi di una delle due suddette ipotesi può dare luogo (a) alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento o (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 rile-

vanti, 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 in 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 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 di una precisa percentuale, pari al 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;
- obblighi di informativa periodica.

Nel *Credit Agreement* 2009 sono inoltre presenti i seguenti *covenant*:

- clausole di "rimborso obbligatorio anticipato", in base alle quali, al verificarsi di determinati eventi rilevanti (quali, per esempio, emissione di strumenti sul mercato dei capitali, accensione di prestiti bancari, emissioni azionarie o *asset disposal*), il *borrower* dovrà rimborsare anticipatamente i fondi così ottenuti per una quota pari a specifiche percentuali decrescenti determinate sulla base dell'utilizzo della linea;
- clausola di "*gearing*", in base alla quale al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale), l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel non deve eccedere 6 volte l'EBITDA consolidato su base annuale;
- clausola di "*subsidiary financial indebtedness*", in base alla quale l'importo aggregato netto dell'indebitamento finanziario delle *subsidiary* controllate da Enel (a eccezione dell'indebitamento finanziario delle *permitted subsidiary*) non deve eccedere il 20% del totale dell'attivo lordo consolidato.

Ai sensi del *Credit Agreement* 2009, a partire dal 2012, al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale): (i) la clausola di "*gearing*" prevede che l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel non dovrà superare 4,5 volte il valore dell'EBITDA consolidato su base annuale; e (ii) il rapporto tra il valore dell'EBITDA consolidato su base annuale e l'interesse netto consolidato passivo non dovrà essere inferiore a 4.

19.2 Finanziamenti a breve termine - *Euro 4.952,6 milioni*

L'indebitamento a breve termine è suddiviso nella tabella che segue.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Verso terzi	**825,5**	1.278,5	(453,0)
Verso società del Gruppo	**4.127,1**	1.193,3	2.933,8
Totale	**4.952,6**	**2.471,8**	**2.480,8**

L'indebitamento verso terzi, pari a 825,5 milioni di euro, presenta un decremento di 453,0 milioni di euro essenzialmente per effetto dei minori utilizzi delle linee di credito (498,8 milioni di euro), in parte compensati dai più elevati *cash collateral* ricevuti dalle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi (45,8 milioni di euro).

L'indebitamento verso le società del Gruppo, pari a 4.127,1 milioni di euro, registra un incremento pari a 2.933,8 milioni di euro da imputare al peggioramento della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società controllate (1.733,8 milioni di euro) e all'utilizzo della linea di credito verso la società controllata Enel Finance International (1.200,0 milioni di euro).

19.3 Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 306,1 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Crediti finanziari:			
- verso imprese controllate	138,2	165,5	(27,3)
- verso terzi	163,1	156,1	7,0
- altri	4,8	3,3	1,5
Totale	**306,1**	**324,9**	**(18,8)**

La voce "Crediti finanziari verso imprese controllate", pari a 138,2 milioni di euro, si riferisce a crediti derivanti dall'accollo da parte delle società del Gruppo delle quote di competenza dell'indebitamento finanziario. I termini degli accordi prevedono il riaddebito dei relativi oneri finanziari di competenza, degli oneri e proventi maturati sui contratti di copertura contro il rischio di oscillazione dei tassi di interesse, nonché del rimborso delle quote capitale alle scadenze previste per ogni prestito. Tale voce ha presentato un decremento di 27,3 milioni di euro per effetto della riclassifica tra le attività finanziarie correnti della quota del credito in scadenza entro i 12 mesi.

I "Crediti finanziari verso terzi", pari a 163,1 milioni di euro, si riferiscono al finanziamento originario di 145,0 milioni di euro, comprensivo di interessi capitalizzati, erogato da Enel SpA a favore di F2i Reti Italia in esecuzione del contratto stipulato in relazione alla cessione a quest'ultima dell'80% del capitale sociale di Enel Rete Gas SpA.

Per la ripartizione del grado temporale di esigibilità delle attività finanziarie non correnti, incluse nell'indebitamento, si rimanda alla Nota 14.

19.4 Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 5.871,8 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Crediti finanziari verso società del Gruppo:	**5.235,8**	**8.301,3**	**(3.065,5)**
- crediti finanziari a breve termine (conto corrente intersocietario)	5.208,5	8.165,8	(2.957,3)
- quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	27,3	15,5	11,8
- altri crediti finanziari	-	120,0	(120,0)
Crediti finanziari verso terzi:	**636,0**	**615,7**	**20,3**
- quota corrente dei crediti finanziari a lungo	0,4	0,3	0,1
- altri crediti finanziari	12,9	22,3	(9,4)
- *cash collateral* per accordi di marginazione su derivati OTC	622,7	593,1	29,6
Totale	**5.871,8**	**8.917,0**	**(3.045,2)**

I "Crediti finanziari verso società del Gruppo", rispetto al 31 dicembre 2011, si sono decrementati per 3.065,5 milioni di euro essenzialmente per effetto:

- dei minori crediti finanziari a breve verso le società del Gruppo sul conto corrente intersocietario (2.957,3 milioni di euro), riferibili principalmente ai rapporti con le controllate Enel Produzione (3.043,0 milioni di euro) ed Enel Distribuzione (332,1 milioni di euro), in entrambi i casi connessi alla sostituzione di Enel SpA con Enel Finance International NV in qualità di finanziatore *intercompany*; parziale compensazione è intervenuta per il maggior fabbisogno di Enel Trade (466,0 milioni di euro);
- del rimborso da parte di Enel Finance International NV del *Bridge Facility*, per 120,0 milioni di euro.

I "Crediti finanziari verso terzi", rispetto al 31 dicembre 2011, evidenziano un aumento di 20,3 milioni di euro, attribuibile principalmente all'aumento dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi.

19.5 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 6.460,6 milioni*

Le disponibilità liquide sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Depositi bancari	5.960,4	1.831,1	4.129,3
Depositi postali	500,2	0,8	499,4
Denaro e valori in cassa	-	0,1	(0,1)
Totale	**6.460,6**	**1.832,0**	**4.628,6**

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, pari a 6.460,6 milioni di euro, presentano un incremento di 4.628,6 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.

20. Altre attività correnti - *Euro 262,7 milioni*

La composizione di tale voce al 31 dicembre 2012 è di seguito descritta.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Crediti tributari	98,0	35,7	62,3
Altri crediti verso società del Gruppo	161,3	181,0	(19,7)
Crediti verso altri	3,4	27,5	(24,1)
Totale	**262,7**	**244,2**	**18,5**

Le "Altre attività correnti" rilevano, rispetto al 31 dicembre 2011, un incremento complessivo di 18,5 milioni di euro.

I "Crediti tributari", pari a 98,0 milioni di euro, si riferiscono principalmente a crediti per IVA di Gruppo per 63,5 milioni di euro e a crediti per Irap relativi ad anni precedenti e richiesti a rimborso per 24,0 milioni di euro.

Gli "Altri crediti verso società del Gruppo" sono relativi principalmente ai crediti tributari Ires verso società del Gruppo aderenti all'istituto del consolidato fiscale nazionale (97,1 milioni di euro), nonché ai crediti per IVA delle società aderenti all'IVA di Gruppo (63,7 milioni di euro). La riduzione di 19,7 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2011, è attribuibile principalmente alla diminuzione dei crediti per IVA di Gruppo (75,5 milioni di euro), parzialmente compensata dall'incremento dei crediti Ires verso le società rientranti nel consolidato fiscale (57,3 milioni di euro).

21. Attività non correnti classificate come possedute per la vendita - *Euro 0,0 milioni*

Le "Attività non correnti classificate come possedute per la vendita", pari a 1.000 euro, si riferiscono alla quota partecipativa, pari all'1%, detenuta in Idrosicilia SpA. Tali azioni sono depositate in pegno a garanzia di un finanziamento concesso a Sicilacque, società partecipata dalla Idrosicilia stessa.

22. Patrimonio netto - *Euro 25.828,0 milioni*

Il patrimonio netto è pari a 25.828,0 milioni di euro, in aumento di 1.638,0 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011. Tale variazione è riferibile all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (3.142,6 milioni di euro), parzialmente compensato dalla distribuzione del saldo sul dividendo dell'esercizio 2011 nella misura di 0,16 euro per azione (complessivamente pari a 1.504,6 milioni di euro), deliberato dall'Assemblea degli Azionisti in data 30 aprile 2012.

Capitale sociale - *Euro 9.403,4 milioni*

Non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio 2012 *stock option* in base ai piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2012 (così come al 31 dicembre 2011) 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 2012, in base delle risultanze del libro dei soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto 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 Blackrock Inc. (con il 3,33% del capitale sociale, posseduto alla data dell'8 novembre 2012 a titolo di gestione del risparmio).

Altre riserve - *Euro 9.104,8 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni - *Euro 5.292,1 milioni*

La riserva da sovrapprezzo azioni non ha presentato variazioni rispetto al precedente esercizio.

Riserva legale - *Euro 1.880,7 milioni*

La riserva legale, pari al 20,0% del capitale sociale, non ha presentato variazioni rispetto al precedente esercizio.

Riserva *ex lege* n. 292/1993 - *Euro 2.215,4 milioni*

Evidenzia la quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.

In caso di distribuzione si rende applicabile il regime fiscale previsto per le riserve di capitale ex art. 47 del TUIR.

Altre riserve diverse - *Euro 68,2 milioni*

Comprendono 19,0 milioni di euro relativi alla riserva per contributi in conto capitale, che riflette il 50% dei contributi acquisiti da enti pubblici e organismi comunitari, in forza di leggi, per la realizzazione di nuove opere (ai sensi dell'art. 55 del decreto del Presidente della Repubblica 917/1986), rilevati a patrimonio netto al fine di usufruire del beneficio di sospensione della tassazione, oltre a 29,1 milioni di euro relativi alla riserva per *stock option* e 20,1 milioni di euro di altre riserve.

Riserve da valutazione di strumenti finanziari - *Euro (351,6) milioni*

La voce al 31 dicembre 2012 è costitutita esclusivamente dalla riserva da valutazione di strumenti finanziari derivati di cash *flow hedge*, negativa per 351,6 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo per 89,0 milioni di euro).

Si evidenzia che la riserva da valutazione di strumenti finanziari disponibili alla vendita esistente al 31 dicembre 2011 e positiva per 216,5 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale negativo per 3,0 milioni di euro) è stata totalmente rilasciata a Conto economico in seguito alla cessione della partecipazione detenuta in Terna.

Di seguito viene riportata una tabella che evidenzia i movimenti nel corso degli esercizi 2011 e 2012.

Milioni di euro	al 01.01.2011	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	al 31.12.2011	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	**al 31.12.2012**
Utili/(Perdite) da variazione di *fair value* della copertura dei flussi finanziari (quota efficace)	(189,2)	(145,2)	67,4	(23,6)	(290,6)	(131,3)	48,0	22,3	**(351,6)**
Utili/(Perdite) da variazione di *fair value* degli investimenti finanziari disponibili alla vendita	274,8	(59,1)	-	0,8	216,5	14,8	(234,3)	3,0	-
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	**85,6**	**(204,3)**	**67,4**	**(22,8)**	**(74,1)**	**(116,5)**	**(186,3)**	**25,3**	**(351,6)**

Utili e perdite accumulati - *Euro 3.899,8 milioni*

Nell'esercizio 2012 la voce ha presentato una variazione in aumento di 22,0 milioni di euro per effetto di quota parte degli utili dell'esercizio precedente portati a nuovo, come da delibera dell'Assemblea degli Azionisti del 30 aprile 2012.

Utile dell'esercizio - *Euro 3.420,0 milioni*

L'utile dell'esercizio 2012 è pari a 3.420,0 milioni di euro.

Di seguito si riporta la tabella che evidenzia la disponibilità e distribuibilità delle riserve.

Milioni di euro	Importo	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile
Capitale sociale	9.403,4		
Riserve di capitale:			
- riserva da sovrapprezzo azioni	5.292,1	ABC	5.292,1
Riserve di utili:			
- riserva legale	1.880,7	B	-
- riserva *ex lege* 292/1993	2.215,4	ABC	2.215,4
- riserve da valutazione di strumenti finanziari	(351,6)		
- riserva contributi in conto capitale	19,0	ABC	19,0
- riserva *stock option*	29,1	ABC	26,9 (1) (2)
- altre	20,1	ABC	20,1
Utili/(Perdite) accumulati	3.899,8	ABC	3.899,8
Totale	**22.408,0**		**11.473,3**
di cui quota distribuibile			***11.470,4***

A. aumento di capitale.
B. per copertura perdite.
C. per distribuzione ai soci.
(1) Relativi a opzioni non più esercitabili.
(2) Non è distribuibile per un importo pari a 2,9 milioni di euro relativo alle opzioni assegnate dalla Capogruppo ai dipendenti di società controllate e non più esercitabili.

Non sussistono limitazioni alla distribuzione delle riserve a norma dell'art. 2426, comma 1, n. 5 del codice civile, in quanto non vi sono costi d'impianto e di ampliamento e costi di ricerca e sviluppo non ammortizzati, ovvero deroghe di cui all'art. 2423, comma 4 del codice civile.

Gli obiettivi di Enel nella gestione del capitale sono ispirati alla creazione di valore per gli azionisti, alla garanzia degli interessi degli *stakeholder* e alla salvaguardia della continuità aziendale, nonché al mantenimento di un adeguato livello di patrimonializzazione che consenta un economico accesso a fonti esterne di finanziamento tese a supportare adeguatamente lo sviluppo dell'attività del Gruppo.

23. TFR e altri benefici ai dipendenti - *Euro 333,2 milioni*

La Società 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 e altre prestazioni simili. In particolare:

- la voce "Benefici pensionistici" accoglie, oltre al trattamento di fine rapporto, la stima degli accantonamenti destinati a coprire alcuni benefici relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dipendenti in quiescenza;
- la voce "Sconto energia" include il beneficio relativo alla fornitura di energia elettrica a uso domestico che, assegnata fino all'esercizio 2010 ai dipendenti in servizio e a quelli in stato di quiescenza, è stata – a seguito della sottoscrizione di specifici accordi con le parti sindacali – convertita in altre forme di trattamento a favore dei dipendenti in servizio e, pertanto, resta 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 non incluse nelle voci precedenti.

Nel seguito si evidenzia la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e la riconciliazione delle stesse con le passività rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2012 e al 31 dicembre 2011.

Milioni di euro	al 31.12.2012				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**
Variazione nella passività attuariale					
Passività attuariale a inizio esercizio	281,3	6,0	35,9	11,7	**334,9**
Costo normale	0,1	-	0,3	8,5	**8,9**
Oneri finanziari	12,5	0,3	1,6	-	**14,4**
Erogazioni	(29,2)	(1,0)	(3,1)	(7,0)	**(40,3)**
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	6,4	-	-	-	**6,4**
Altre variazioni	(0,5)	-	-	(0,1)	**(0,6)**
(Utili)/Perdite attuariali	25,1	3,8	4,4	0,5	**33,8**
Passività attuariale a fine esercizio	**295,7**	**9,1**	**39,1**	**13,6**	**357,5**
Riconciliazione del valore contabile					
Passività attuariale a fine esercizio	295,7	9,1	39,1	13,6	**357,5**
(Utili)/Perdite attuariali cumulati non riconosciuti	12,4	3,8	2,2	-	**18,4**
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate non riconosciuto	5,9	-	-	-	**5,9**
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	**277,4**	**5,3**	**36,9**	**13,6**	**333,2**

Milioni di euro	al 31.12.2011				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**
Variazione nella passività attuariale					
Passività attuariale a inizio esercizio	307,2	7,5	38,8	5,6	**359,1**
Costo normale	0,1	-	0,4	9,5	**10,0**
Oneri finanziari	12,6	0,3	1,6	-	**14,5**
Erogazioni	(29,8)	(0,5)	(2,8)	(3,5)	**(36,6)**
Altre variazioni	-	(0,6)	(0,1)	-	**(0,7)**
(Utili)/Perdite attuariali	(8,8)	(0,7)	(2,0)	0,1	**(11,4)**
Passività attuariale a fine esercizio	**281,3**	**6,0**	**35,9**	**11,7**	**334,9**
Riconciliazione del valore contabile					
Passività attuariale a fine esercizio	281,3	6,0	35,9	11,7	**334,9**
(Utili)/Perdite attuariali cumulati non riconosciuti	(13,0)	-	(2,2)	-	**(15,2)**
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	**294,3**	**6,0**	**38,1**	**11,7**	**350,1**

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2012, pari a 8,9 milioni di euro (10,0 milioni di euro nel 2011), è essenzialmente connesso ai piani di incentivazione a lungo periodo ed è rilevato tra i costi del personale, mentre i costi per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari sono pari a 14,4 milioni di euro (14,5 milioni di euro nel 2011).

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, sono di seguito riportate.

	2012	2011
Tasso di attualizzazione	1,6%-3,2%	4,7%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,0%-4,0%	2,0%-4,0%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,0%	3,0%

Al 31 dicembre 2012, se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati più alti dell'1%, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più alta di 5,2 milioni di euro con un impatto negativo a Conto economico, in termini di costo normale e oneri finanziari, per complessivi 0,2 milioni di euro. Al 31 dicembre 2012, se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati più bassi dell'1%, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più bassa di 4,4 milioni di euro con un impatto positivo a Conto economico, in termini di costo normale e oneri finanziari, per complessivi 0,1 milioni di euro.

24. Fondi rischi e oneri - *Euro 36,0 milioni*

I "Fondi rischi e oneri" sono destinati a coprire le potenziali passività ritenute possibili che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile. Nel determinare l'entità del fondo si considerano sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuti nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti e non riguardanti i rami aziendali conferiti.

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

Milioni di euro	al 31.12.2011	Rilevazione a Conto economico: Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	**Totale al 31.12.2012**	*di cui quota corrente*
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- contenzioso legale	32,8	4,0	(3,7)	(1,3)	31,8	*29,6*
- altri	4,2	1,0	(1,0)	-	4,2	*1,3*
Totale	**37,0**	**5,0**	**(4,7)**	**(1,3)**	**36,0**	***30,9***

In particolare, si segnala il decremento del fondo contenzioso legale per 1,0 milione di euro che riflette essenzialmente gli utilizzi relativi alla definizione di alcuni contenziosi.

25. Passività finanziarie non correnti - *Euro 2.392,7 milioni*

Sono costituite dalla valutazione al *fair value* dei contratti derivati per il cui commento si rimanda alla Nota 4.c.

26. Altre passività non correnti - *Euro 240,2 milioni*

Le "Altre passività non correnti", pari a 240,2 milioni di euro (41,1 milioni di euro al 31 dicembre 2011), sono riferite essenzialmente al debito verso le società del Gruppo, emerso in seguito alla presentazione da parte di Enel SpA, in qualità di società consolidante, delle istanze di rimborso per le annualità 2004-2012, relative alle maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale dell'Irap nella determinazione del reddito imponibile Ires, così come consentito dal decreto legge n. 185 del 29 novembre 2008 convertito dalla legge n. 2 del 28 gennaio 2009 e dal decreto legge n. 201 del 6 dicembre 2011.

27. Debiti commerciali - *Euro 193,4 milioni*

I "Debiti commerciali" sono costituiti da debiti verso terzi per 125,7 milioni di euro (218,5 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e da debiti verso società del Gruppo per 67,7 milioni di euro (110,1 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

I debiti commerciali verso terzi presentano, rispetto al 31 dicembre 2011, una riduzione di 92,8 milioni di euro essenzialmente per il venir meno delle forniture di energia in seguito alla scadenza del contratto con Alpiq.

I debiti commerciali verso imprese controllate al 31 dicembre 2012 sono di seguito dettagliati.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Imprese controllate:			
- Enel Produzione SpA	1,0	1,2	(0,2)
- Enel Distribuzione SpA	10,8	12,0	(1,2)
- Enel Ingegneria e Ricerca SpA	4,2	8,9	(4,7)
- Enel Servizio Elettrico SpA	2,2	2,2	-
- Enel Trade SpA	0,8	15,8	(15,0)
- Enel Green Power SpA	1,2	1,2	-
- Enel Servizi Srl	30,4	57,7	(27,3)
- Enel.Factor SpA	2,5	5,7	(3,2)
- Endesa	6,9	2,8	4,1
- OGK-5 OJSC	2,0	0,7	1,3
- Sviluppo Nucleare Italia Srl	2,2	-	2,2
- altre	3,5	1,9	1,6
Totale	**67,7**	**110,1**	**(42,4)**

Nella seguente tabella sono riportati i debiti commerciali suddivisi per area geografica.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Fornitori:			
- Italia	168,5	255,1	(86,6)
- UE	15,4	15,1	0,3
- extra UE	7,1	56,5	(49,4)
- altri	2,4	1,9	0,5
Totale	**193,4**	**328,6**	**(135,2)**

28. Passività finanziarie correnti - *Euro 798,2 milioni*

Le "Passività finanziarie correnti" sono riferite principalmente a interessi passivi maturati sull'indebitamento in essere a fine esercizio e alla valutazione al *fair value* dei derivati per il cui commento si rimanda alla Nota 4.d.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Passività finanziarie differite	488,5	421,1	67,4
Contratti derivati	263,0	468,3	(205,3)
Altre partite	46,7	141,9	(95,2)
Totale	**798,2**	**1.031,3**	**(233,1)**

Le "Passività finanziarie differite" si riferiscono agli interessi passivi di competenza maturati sui debiti finanziari, mentre le "Altre partite" accolgono principalmente gli interessi passivi maturati sui conti correnti intrattenuti con le società del Gruppo.

29. Altre passività correnti - *Euro 676,8 milioni*

Le "Altre passività correnti" si riferiscono principalmente ai debiti verso l'Erario e verso le società del Gruppo per imposte Ires riferite alle società aderenti al consolidato fiscale e all'IVA di Gruppo, e sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Debiti tributari	353,9	382,5	(28,6)
Debiti diversi verso società del Gruppo	282,7	284,2	(1,5)
Debiti verso il personale, associazioni ricreative e assistenziali	25,1	23,8	1,3
Debiti verso istituti di previdenza	9,5	9,1	0,4
Debiti verso clienti per depositi cauzionali e rimborsi	1,2	1,2	-
Altri	4,4	52,9	(48,5)
Totale	**676,8**	**753,7**	**(76,9)**

I "Debiti tributari", pari a 353,9 milioni di euro, sono riferiti essenzialmente ai debiti verso l'Erario per imposte Ires riferite alle società aderenti al consolidato fiscale (321,4 milioni di euro) e per IVA (10,7 milioni di euro). La variazione in diminuzione rispetto al precedente esercizio, pari a 28,6 milioni di euro, risulta essenzialmente determinata dalla riduzione della posizione debitoria verso l'Erario per IVA di Gruppo da versare (51,3 milioni di euro).

La voce "Altri", pari a 4,4 milioni di euro, presenta una riduzione di 48,5 milioni di euro, essenzialmente riferita al totale decremento del debito con contropartita il valore di carico della partecipazione detenuta in Enel Green Power SpA connesso all'effettiva assegnazione a titolo gratuito delle azioni oggetto della "*bonus share*".

30. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai princípi contabili internazionali e dalle disposizioni CONSOB emanate in materia.

Le operazioni compiute da Enel SpA con società controllate riguardano principalmente le prestazioni di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari, la copertura di rischi assicurativi, l'attività di assistenza in materia di organizzazione e gestione del personale, legale e societaria, nonché l'indirizzo e il coordinamento delle attività amministrative e fiscali.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono effettuate nell'interesse della Società e sono regolate a condizione di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate tra due parti indipendenti.

Si ricorda infine che, nell'ambito delle regole di *corporate governance* di cui si è dotato il Gruppo Enel e dettagliate nello specifico capitolo del presente bilancio, sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

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 2012 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.

Di seguito si evidenziano i rapporti di natura commerciale, finanziaria e diversi tenuti dalla Società con le proprie parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

Esercizio 2012

Millioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2012		2012		2012	
Imprese controllate:						
- Carboex SA	-	-	-	-	-	0,1
- Concert Srl	-	-	-	-	-	0,1
- Endesa Distribución Eléctrica SL	22,0	-	-	-	-	19,6
- Endesa Energía XXI SL	0,4	-	-	-	-	(0,7)
- Endesa Generación Portugal SA	0,2	-	-	-	-	-
- Endesa Generación SA	14,0	-	-	-	-	14,9
- Endesa Ingeniería SLU	0,4	-	-	-	-	0,2
- Endesa Ireland Ltd	-	-	-	-	-	0,6
- Endesa Latinoamérica SA	1,2	0,7	-	0,7	-	1,2
- Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	0,1	-	-	-	-	0,3
- Endesa Red SA	0,2	-	-	-	-	0,2
- Endesa SA	1,6	6,9	-	4,7	-	3,2
- Endesa Servicios SL	0,1	-	-	-	-	0,1
- Enel Distributie Banat SA	0,9	-	-	-	-	1,0
- Enel Distributie Dobrogea SA	0,7	-	-	-	-	0,5
- Enel Distributie Muntenia SA	1,4	-	-	-	-	1,4
- Enel Distribuzione SpA	340,4	156,8	-	10,7	-	102,9
- Enel Energia SpA	39,5	5,8	-	-	-	38,6
- Enel Energie Muntenia SA	0,2	-	-	-	-	0,1
- Enel Energie SA	0,2	-	-	-	-	0,1
- Enel Energy Europe SL	-	0,5	-	-	-	(3,7)
- Enel France Sas	1,1	0,3	-	0,2	-	0,7
- Enel Green Power International BV	1,2	-	-	-	-	-
- Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	0,7	-	-	-	-
- Enel Green Power Portoscuso Srl	0,2	-	-	-	-	-
- Enel Green Power Romania Srl	0,2	-	-	-	-	-
- Enel Green Power SpA	121,8	6,5	-	-	-	27,6
- Enel Green Power Latin America BV	3,8	-	-	-	-	-
- Enel Green Power North America Inc.	0,9	0,3	-	0,5	-	0,1
- Enel Ingegneria e Ricerca SpA	18,4	14,5	-	6,4	-	6,2
- Enel Investment Holding BV	1,7	-	-	-	-	-
- Enel M@p Srl	0,3	0,1	-	-	-	-
- Enel OGK-5 OJSC	18,3	2,0	-	1,4	-	5,5
- Enel Produzione SpA	130,7	173,2	-	0,3	-	45,4
- Enel Romania Srl	8,4	0,6	-	0,5	-	1,5
- Enel Servicii Comune SA	2,6	0,4	-	0,2	-	0,3
- Enel Servizi Srl	32,2	57,4	-	58,5	-	12,7
- Enel Servizio Elettrico SpA	15,3	96,5	-	0,1	-	11,9
- Enel Sole Srl	4,6	4,4	-	0,1	-	3,1
- Enel Stoccaggi Srl	0,1	-	-	-	-	0,1
- Enel Trade SpA	7,3	38,2	0,9	0,4	-	8,2
- Enel Unión Fenosa Renovables SA	1,9	-	-	-	-	-
- Enel.Factor SpA	0,3	2,7	-	-	-	0,1

			Costi		Ricavi	
Milioni di euro	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2012		**2012**		**2012**	
Imprese controllate:						
- Enel.NewHydro Srl	0,1	1,4	-	-	-	0,1
- Enel.Re Ltd	0,1	-	-	-	-	0,2
- Enel.si Srl	16,7	9,9	-	-	-	3,4
- Enelpower SpA	0,4	3,5	-	-	-	0,1
- ENERGIA	(4,4)	-	-	-	-	2,8
- Gas y Electricidad Generación SAU	1,1	-	-	-	-	2,6
- Marcinelle Energie SA	0,4	-	-	-	-	-
- Nuove Energie Srl	0,8	0,7	-	-	-	0,7
- RusenErgoSbyt LLC	-	0,2	-	0,2	-	-
- Slovenské elektrárne AS	15,0	1,0	-	0,7	-	11,0
- Sodesa - Comercialização de Energia SA	0,1	-	-	-	-	0,1
- Sviluppo Nucleare Italia Srl	0,1	4,2	-	1,3	-	0,1
- Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	11,6	-	-	-	-	6,1
- Wisco SpA	-	-	-	-	-	0,2
Totale	**836,8**	**589,4**	**0,9**	**86,9**	**-**	**331,5**
Altre parti correlate:						
- Enel Cuore Onlus	0,2	-	-	-	-	0,5
- Fondenel	0,3	-	-	-	-	0,2
- GSE	0,9	-	-	-	-	-
- Fondirigenti	-	-	-	-	-	0,9
- Poste Italiane	0,1	-	-	-	-	-
- Terna	0,2	-	-	-	-	-
Totale	**1,7**	-	-	-	**-**	**1,6**
TOTALE GENERALE	**838,5**	**589,4**	**0,9**	**86,9**	**-**	**333,1**

Esercizio 2011

			Costi		Ricavi	
Milioni di euro	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2011		2011		2011	
Imprese controllate:						
- Deval SpA[1]	-	-	-	-	-	0,5
- DEPSA	-	-	-	-	-	0,1
- EASA I	-	-	-	-	-	0,1
- Endesa Distribución Eléctrica SL	22,7	-	-	-	-	33,8
- Endesa Energía SA	9,4	-	-	-	-	1,5
- Endesa Energía XXI SL	2,2	-	-	-	-	1,6
- ENCASUR	0,2	-	-	-	-	-
- Endesa Generación Portugal SA	0,3	-	-	-	-	0,3
- Endesa Generación SA	4,4	-	-	-	-	8,7
- Endesa Ingeniería SLU	0,2	-	-	-	-	-
- Endesa Ireland Ltd	(0,1)	-	-	-	-	0,3
- Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	0,8	-	-	-	-	0,3
- Endesa Red SA	0,1	-	-	-	-	0,2
- Endesa SA	(0,6)	2,8	-	3,2	-	2,3
- Endesa Servicios SL	0,4	-	-	-	-	0,2
- Endesa Trading SA	0,2	-	-	-	-	0,2
- Enel Distributie Banat SA	3,2	-	-	-	-	1,1
- Enel Distributie Dobrogea SA	2,5	-	-	-	-	1,0
- Enel Distributie Muntenia SA	2,4	-	-	-	-	1,1
- Enel Distribuzione SpA	246,2	42,3	-	12,1	-	99,5
- Enel Energia SpA	129,9	0,5	-	-	-	41,4
- Enel Energie Muntenia SA	0,2	-	-	-	-	-
- Enel Energie SA	0,4	-	-	0,1	-	0,2
- Enel Energy Europe SL	3,8	0,5	-	-	-	-
- Enel France Sas	1,6	-	-	-	-	1,7
- Enel Green Power France Sas	0,4	-	-	-	-	0,2
- Enel Green Power International BV	1,2	-	-	-	-	-
- Enel Green Power Portoscuso Srl	0,1	-	-	-	-	-
- Enel Green Power Romania Srl	0,2	-	-	-	-	-
- Enel Green Power SpA	90,0	18,0	-	-	-	27,1
- Enel Green Power Latin America BV	3,8	-	-	-	-	-
- Enel Green Power North America Inc.	0,9	0,6	-	1,0	-	0,2
- Enel Ingegneria e Innovazione SpA	26,4	9,9	-	33,2	-	7,0
- Enel Investment Holding BV	2,9	-	-	-	-	1,4
- Enel M@p Srl	0,1	0,2	-	-	-	0,1
- Enel Maritza East 3 AD [2]	-	-	-	0,6	-	0,8
- Enel OGK-5 OJSC	12,8	0,7	-	0,7	-	5,4
- Enel Produzione SpA	159,6	143,9	-	0,8	-	60,7
- Enel Romania Srl	7,5	0,1	-	0,1	-	1,8
- Enel Rus LLC	-	-	-	0,1	-	-
- Enel Servicii Comune SA	3,2	0,2	-	0,3	-	0,4
- Enel Servizi Srl	54,6	60,1	0,2	57,5	-	9,6
- Enel Servizio Elettrico SpA	19,6	83,7	-	-	-	12,1
- Enel Sole Srl	5,5	1,6	-	0,1	-	6,0
- Enel Trade SpA	5,4	61,2	7,3	0,5	-	6,6

			Costi		Ricavi	
Milioni di euro	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2011		2011		2011	
Imprese controllate:						
- Enel Unión Fenosa Renovables SA	1,9	-	-	-	-	-
- Enel.Factor SpA	0,1	6,0	-	-	-	0,3
- Enel.NewHydro Srl	0,1	0,3	-	-	-	0,1
- Enel.si Srl	19,2	0,2	-	-	-	2,5
- Enelco SA	-	-	-	-	-	(0,2)
- Enelpower SpA	2,4	1,7	-	-	-	0,2
- GENGESA	0,5	-	-	-	-	2,9
- GENUNELCO	9,4	-	-	-	-	5,3
- Marcinelle Energie SA	0,6	-	-	-	-	0,3
- Nuove Energie Srl	0,1	-	-	-	-	0,1
- RusenErgoSbyt LLC	0,1	-	-	-	-	-
- Slovenské elektrárne AS	33,1	0,9	-	1,6	-	12,0
- Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	-	-	-	-	3,0
- Vallenergie SpA [1]	-	-	-	-	-	0,1
Totale	**892,1**	**435,4**	**7,5**	**111,9**	**-**	**362,1**
Altre parti correlate:						
- Acquirente Unico	71,9	-	-	-	373,2	-
- Bain & Company Italy Inc.	-	-	-	0,3	-	-
- Booz & Company Italia	-	-	-	0,1	-	-
- Enel Cuore Onlus	-	-	-	-	0,3	-
- Fondenel	0,3	-	-	-	0,2	-
- GME	0,3	9,0	13,3	12,1	1,2	-
- GSE	0,9	0,7	-	-	-	-
- Politecnico di Milano	-	0,1	-	0,1	-	-
- Poste Italiane	0,1	-	-	-	-	-
- Terna	0,5	0,1	-	-	0,3	-
Totale	**74,0**	**9,9**	**13,3**	**12,6**	**375,2**	**-**
TOTALE GENERALE	**966,1**	**445,3**	**20,8**	**124,5**	**375,2**	**362,1**

(1) Fino alla cessione avvenuta in data 30 novembre 2011.
(2) Fino alla cessione avvenuta in data 28 giugno 2011.

Rapporti finanziari

Esercizio 2012

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
		al 31.12.2012			2012	
Imprese controllate:						
- Concert Srl	1,1	-	-	-	-	-
- Enel Distribuzione SpA	202,1	1.647,9	4.536,3	0,4	106,8	3.007,7
- Enel Energia SpA	726,2	-	766,8	-	11,6	-
- Enel Energy Europe SL	663,8	-	-	-	13,8	-
- Enel Finance International NV	417,2	4.219,2	30.872,9	169,1	589,1	-
- Enel France Sas	0,2	-	70,1	-	0,2	-
- Enel Green Power International BV	7,9	-	-	1,2	10,2	-
- Enel Green Power North America Inc.	0,2	-	42,3	0,9	2,7	-
- Enel Green Power Portoscuso Srl	0,2	-	-	-	-	-
- Enel Green Power Romania SpA	-	-	0,1	0,3	0,9	-
- Enel Green Power SpA	652,9	-	1.456,2	0,1	32,5	84,7
- Enel Ingegneria e Ricerca SpA	9,4	0,1	70,2	0,1	0,5	-
- Enel Investment Holding BV	75,4	-	311,4	-	9,5	-
- Enel Longanesi Developments Srl	20,3	-	-	-	0,3	-
- Enel M@p Srl	-	1,5	10,1	-	-	-
- Enel Produzione SpA	1.403,8	13,3	2.863,3	30,8	212,7	788,6
- Enel Insurance NV	-	0,2	-	-	-	-
- Enel Servizi Srl	102,7	124,4	25,4	0,5	7,9	29,8
- Enel Servizio Elettrico SpA	10,1	997,1	1.522,8	1,3	10,2	-
- Enel Sole Srl	116,4	-	107,5	-	2,4	-
- Enel Stoccaggi Srl	0,2	-	-	-	-	-
- Enel Trade Romania Srl	0,1	-	15,9	0,1	0,2	-
- Enel Trade SpA	1.678,8	83,7	1.583,0	149,5	176,6	25,5
- Enel.Factor SpA	271,5	-	-	-	3,3	4,0
- Enel.NewHydro Srl	0,1	11,1	5,9	-	0,1	-
- Enel.si Srl	0,1	-	0,6	0,1	-	-
- Enelpower SpA	-	42,1	3,9	0,2	-	-
- Energy Hydro Piave Srl	0,2	-	-	-	-	-
- Hydro Dolomiti Enel Srl	-	-	-	-	0,3	-
- Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	-	-	-	-	0,3	-
- Marcinelle Energie SA	0,2	-	-	-	-	-
- Nuove Energie Srl	33,6	-	85,8	-	0,7	-
- Pragma Energy SA	-	4,8	-	-	-	-
- Renovables de Guatemala SA	-	-	-	0,2	0,2	-
- SE Hydropower Srl	23,3	-	-	-	0,4	-
- Sviluppo Nucleare Italia Srl	2,1	-	0,5	-	-	-
Totale	**6.420,1**	**7.145,4**	**44.351,0**	**354,8**	**1.193,4**	**3.940,3**
Altre parti correlate:						
- Emittenti Titoli SpA	-	-	-	-	-	0,1
- Terna	-	-	-	-	-	-
Totale	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,1**
TOTALE GENERALE	**6.420,1**	**7.145,4**	**44.351,0**	**354,8**	**1.193,4**	**3.940,4**

Esercizio 2011

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
		al 31.12.2011			2011	
Imprese controllate:						
- Concert Srl	1,5	-	0,3	-	-	-
- Deval SpA [1]	-	-	-	-	0,9	-
- Enel Distribuzione SpA	512,3	-	3.782,7	55,6	176,4	1.766,2
- Enel Energia SpA	404,3	-	765,2	-	17,7	-
- Enel Energy Europe SL	727,5	-	-	-	8,0	264,9
- Enel Finance International NV	373,3	3.445,2	25.548,8	1.202,2	586,0	77,8
- Enel France Sas	0,3	0,1	72,0	-	0,3	-
- Enel Green Power International BV	-	-	-	0,6	-	-
-Enel Green Power Latin America BV	-	-	-	0,1	0,1	-
-Enel Green Power North America Inc.	0,1	-	-	2,1	0,9	-
- Enel Green Power Portoscuso Srl	3,5	-	-	-	0,1	-
- Enel Green Power Romania SpA	-	-	0,1	0,2	0,8	-
- Enel Green Power SpA	469,4	-	1.125,0	10,4	32,2	94,1
- Enel Ingegneria e Innovazione SpA	0,5	7,3	69,7	0,9	0,6	-
- Enel Investment Holding BV	487,0	-	324,2	11,8	16,8	-
- Enel Longanesi Developments Srl	16,2	-	-	-	0,3	-
- Enel M@p Srl	1,7	-	10,0	-	0,1	-
- Enel North America Inc.	-	-	59,0	-	-	-
- Enel Produzione SpA	4.386,9	170,9	2.234,4	239,3	273,2	959,0
- Enel Servizi Srl	102,7	250,3	20,4	0,9	8,3	5,1
- Enel Servizio Elettrico SpA	4,5	873,9	1.600,3	10,1	4,6	-
- Enel Sole Srl	83,1	-	107,5	-	2,8	-
- Enel Trade Hungary Kft	-	0,1	2,8	-	-	-
- Enel Trade Romania Srl	0,1	0,5	12,9	0,5	0,2	-
- Enel Trade SpA	1.218,6	179,2	1.241,7	282,5	208,1	30,2
- Enel.Factor SpA	349,0	-	-	-	4,3	4,0
- Enel.NewHydro Srl	4,8	-	6,0	-	0,6	-
- Enel.Re Ltd	-	0,4	-	-	-	-
- Enel.si Srl	-	-	0,6	1,6	5,2	-
- Enelpower SpA	-	45,7	4,2	0,6	0,1	-
- Hydro Dolomiti Enel Srl	77,1	-	-	-	2,1	-
- Marcinelle Energie SA	-	0,1	-	-	-	-
- Nuove Energie Srl	27,1	-	85,4	-	0,7	-
- Pragma Energy SA	-	5,7	-	0,1	-	-
- SE Hydropower Srl	4,8	-	-	-	0,3	-
- Slovenské elektrárne AS	-	0,2	-	-	-	-
Totale	**9.256,3**	**4.979,6**	**37.073,2**	**1.819,5**	**1.351,7**	**3.201,3**
Altre parti correlate:						
- Emittenti Titoli SpA	-	-	-	-	-	0,1
- Terna	-	-	-	-	-	21,5
Totale	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**21,6**
TOTALE GENERALE	**9.256,3**	**4.979,6**	**37.073,2**	**1.819,5**	**1.351,7**	**3.222,9**

(1) Fino alla cessione avvenuta in data 30 novembre 2011.

Di seguito si evidenzia l'incidenza dei rapporti con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari.

Incidenza sulla situazione patrimoniale

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
		al 31.12.2012			al 31.12.2011	
Attività						
Attività finanziarie non correnti	1.835,1	810,9	44,2%	2.080,3	608,6	29,3%
Altre attività non correnti	449,0	207,0	46,1%	262,1	219,4	83,7%
Crediti commerciali	477,8	470,3	98,4%	573,5	565,7	98,6%
Attività finanziarie correnti	6.443,2	5.609,2	87,1%	9.667,9	8.647,7	89,4%
Altre attività correnti	262,7	161,2	61,4%	244,2	181,0	74,1%
Passività						
Finanziamenti a lungo termine	19.314,8	2.500,0	12,9%	18.082,8	2.500,0	13,8%
Passività finanziarie non correnti	2.392,7	368,0	15,4%	2.575,0	844,3	32,8%
Altre passività non correnti	240,2	239,0	99,5%	41,1	41,1	100,0%
Finanziamenti a breve termine	4.952,6	4.127,1	83,3%	2.471,8	1.193,3	48,3%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	808,9	-	-	4.113,3	-	-
Debiti commerciali	193,4	67,7	35,0%	328,6	119,9	36,5%
Passività finanziarie correnti	798,2	150,3	18,8%	1.031,3	442,0	42,9%
Altre passività correnti	676,8	282,7	41,8%	753,7	284,3	37,7%

Incidenza sul risultato economico

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
		2012			2011	
Ricavi	334,6	333,1	99,6%	761,8	737,3	96,8%
Acquisti energia elettrica e materiali di consumo	2,1	0,9	42,9%	360,8	20,8	5,8%
Servizi e altri costi operativi	416,2	86,9	20,9%	463,6	124,5	26,9%
Proventi da partecipazioni	4.174,7	3.940,4	94,4%	3.222,9	3.222,9	100,0%
Proventi finanziari	1.600,2	1.193,4	74,6%	2.826,3	1.351,7	47,8%
Oneri finanziari	2.446,3	354,8	14,5%	3.698,4	1.819,5	49,2%

Incidenza sui flussi finanziari

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
		2012			2011	
Cash flow da attività operativa	3.208,0	(752,9)	-23,5%	2.477,4	460,8	18,6%
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(466,7)	(747,0)	160,1%	(7,5)	(44,8)	597,3%
Cash flow da attività di finanziamento	1.887,3	6.026,6	319,3%	(2.754,9)	(364,8)	13,2%

31. Piani di incentivazione a base azionaria

Dal 2000 al 2008 sono stati implementati 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 2012.

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 ad 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) 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'appro-

vazione 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 di mercato 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.

Sviluppo del Piano

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 di Enel.

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 31.12.2011	Opzioni decadute fino al 31.12.2011	Opzioni decadute nel 2012	Opzioni esistenti al 31.12.2012
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 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 decorrere 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 2012 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 2010, 2011 e 2012 dei piani di *stock option* adottati da parte di Enel, con le principali assunzioni utilizzate ai fini del calcolo del *fair value*.

Numero di opzioni	Piano 2008	Totale
Opzioni assegnate al 31 dicembre 2010	8.019.779 (1)	8.019.779
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2010	-	-
Opzioni decadute al 31 dicembre 2010	-	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2010	8.019.779 (1)	8.019.779
Opzioni decadute nel 2011	-	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2011	9.623.735 (2)	9.623.735
Opzioni decadute nel 2012	-	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2012	9.623.735 (2)	9.623.735
Fair value alla data di assegnazione (euro)	0,17	
Volatilità	21%	
Scadenza opzioni	Dicembre 2014	

(1) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di *stock option* 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di *performance*, è previsto che divenga effettivamente esercitabile un massimo di n. 9.623.735 opzioni.

(2) 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 dell'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 dell'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, a 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) 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:

(i) 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 telematico 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 dell'indice *Bloomberg World Electric Index* (rilevante per il 50%); e

(ii) 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 dell'indice *Bloomberg World Electric Index* (rilevante per il 50%);

e può 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 assegnazione.

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 dell'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* ad 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 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 2010	1.527.706
di cui esercitabili al 31 dicembre 2010	*1.527.706*
RSU decadute nel 2011	10.500
RSU esercitate nel 2011	1.159.460
RSU esistenti al 31 dicembre 2011	357.746
di cui esercitabili al 31 dicembre 2011	*357.746*
RSU decadute nel 2012	-
RSU esercitate nel 2012	103.432
RSU esistenti al 31 dicembre 2012	254.314
di cui esercitabili al 31 dicembre 2012	*254.314*
Fair value alla data di assegnazione (euro)	3,16
Fair value al 31 dicembre 2012 (euro)	3,653
Scadenza *restricted share units*	Dicembre 2014

32. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Fideiussioni e garanzie prestate a:			
terzi	469,8	516,6	(46,8)
imprese controllate	44.351,0	37.073,2	7.277,8
imprese collegate e altre	5,9	8,8	(2,9)
Totale	**44.826,7**	**37.598,6**	**7.228,1**

Le fideiussioni prestate a terzi riguardano garanzie rilasciate dalla Capogruppo in occasione della cessione di determinate attività aziendali facenti capo a Enel SpA e a società da questa controllate e si riferiscono:

- per 469,4 milioni di euro a garanzia, nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare, relativamente alla disciplina che regola la facoltà di recesso dai contratti di locazione e i canoni di locazione per un periodo di sei anni e sei mesi a decorrere dal mese di luglio 2004. In particolare, entrambe le garanzie sono soggette ad adeguamento al ribasso, al trascorrere di ogni anno, per un ammontare prestabilito.

Le fideiussioni rilasciate nell'interesse di società controllate si riferiscono:

- per 21.104 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura di prestiti obbligazionari in dollari statunitensi, sterline inglesi, euro e yen, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* da 30 miliardi di euro;
- per 6.000 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura di un programma di *Euro Commercial Paper*;
- per 3.550 milioni di euro per garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura dei tiraggi dei *Term Loan Facility Agreement*;
- per 3.180 milioni di euro per le garanzie rilasciate alla BEI (Banca Europea per gli Investimenti), per finanziamenti da quest'ultima concessi a Enel Distribuzione, Enel Produzione ed Enel Green Power SpA;
- per 1.456 milioni di euro a garanzie rilasciate all'Amministrazione Finanziaria per l'adesione alla procedura "IVA di Gruppo" nell'interesse delle società Enel New Hydro, Enel Produzione, Enelpower, Enel Servizio Elettrico, Nuove Energie, Enel Ingegneria e Ricerca, Enel M@p, Enelsi ed Enel Green Power Portoscuso;
- per 1.441 milioni di euro a una garanzia rilasciata da Enel SpA all'Acquirente Unico, nell'interesse di Enel Servizio Elettrico, per le obbligazioni assunte nell'ambito del contratto di acquisto di energia elettrica;
- per 1.407 milioni di euro a garanzie a favore di Cassa Depositi e Prestiti emesse per conto di Enel Distribuzione beneficiaria del mutuo "Enel efficienza rete II";
- per 1.365 milioni di euro a controgaranzie rilasciate in favore delle banche che hanno garantito Enel Distribuzione ed Enel Produzione per finanziamenti concessi dalla BEI;
- per 878 milioni di euro a controgaranzie rilasciate in favore delle banche che hanno garantito il Gestore dei Mercati Energetici nell'interesse di Enel Trade ed Enel Produzione;
- per 219 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura della *Rollover Facility Agreement*;
- per 363 milioni di euro a garanzie rilasciate a Terna per conto di Enel Distribuzione, Enel Trade, Enel Produzione ed Enel Energia relative alle "convenzioni per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica";
- per 375 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di Snam Rete Gas e nell'interesse di Enel Trade per "capacità di trasporto gas";
- per 300 milioni di euro a garanzia, in favore delle controparti finanziarie, dei prestiti obbligazionari emessi da Enel Investment Holding, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* da 30 miliardi di euro;
- per 50 milioni di euro a una garanzia rilasciata a E.ON nell'interesse di Enel Trade per "attività di *trading* sul mercato elettrico";
- per 34 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di BHP Billiton Marketing AG e nell'interesse di Enel Trade per "acquisti di carbone in Sudafrica";
- per 32 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di Wingas GmbH & CO KG e nell'interesse di Enel Trade per "forniture di gas";
- per 30 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di RWE Supply & Trading Netherlans BV e nell'interesse di

Enel Trade per "acquisti di energia elettrica";

- per 11 milioni di euro a garanzie rilasciate a favore di Duferco Diversification e nell'interesse di Enel Investment Holding per "*share purchase agreement*" con riferimento all'operazione di acquisto di Marcinelle Energie;
- per 2.551 milioni di euro a garanzie rilasciate a beneficiari diversi nel quadro delle attività di assistenza finanziaria svolta dalla *Holding* nell'interesse delle società controllate, nonché per 5 milioni di euro a garanzie rilasciate nell'interesse di Enel New.Hydro nell'ambito della cessione del ramo di azienda Ismes.

Si evidenzia inoltre che Enel SpA, in qualità di controllante, ha concesso a favore di alcune società del Gruppo lettere di *patronage* essenzialmente per operazione di cessione di crediti.

33. Passività e attività potenziali

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. Attualmente i giudizi pendenti risultano ridotti a circa 37.000 per effetto delle sentenze passate in giudicato 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.

Nel corso del 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 oggi coinvolti i retrocessionari che hanno contestato la pretesa di Enel. La causa verrà chiamata dinanzi al Tribunale di Roma all'udienza del 6 giugno 2013 per la precisazione delle conclusioni.

Contenzioso BEG

A seguito di un procedimento arbitrale avviato da BEG 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, ha avviato in Albania un giudizio contro Enelpower ed Enel, 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, in virtù di tale decisione, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro. A tale richiesta Enelpower ed Enel hanno replicato contestando radicalmente la legittimità della pretesa e hanno promosso (al pari in Albania) istanza di revocazione per contrasto con il giudicato italiano.

Avendo la Corte di Cassazione albanese confermato la pronuncia di primo grado, le società del Gruppo Enel 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 patrimo-

niali e non patrimoniali subiti da Enel ed Enelpower. Tale procedimento è attualmente pendente.

Inoltre, nel 2012 Albania BEG Ambient ha convenuto Enel ed Enelpower davanti al *Tribunal de Grande Instance* di Parigi per ottenere il riconoscimento in Francia della sentenza albanese. Enel ed Enelpower si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa.

La prossima udienza è prevista per il 19 giugno 2013. Successivamente, sempre su iniziativa di BEG Ambient, sono stati notificati a Enel France due provvedimenti "*Saise Conservatoire de Créances*" (sequestro conservativo presso terzi) destinati a conservare eventuali crediti vantati da Enel SpA nei confronti di Enel France.

Infine, prosegue un ulteriore giudizio intrapreso da Enel ed Enelpower dinanzi al Tribunale di Roma teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower, mediante le iniziative assunte dalla controllata Albania BEG Ambient in Albania. Con tale azione, Enelpower ed Enel chiedono la condanna di BEG a risarcire il danno subíto in misura pari alla somma che Enel ed Enelpower potrebbero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient in caso di esecuzione della sentenza albanese. La prossima udienza si terrà il 23 aprile 2013.

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

Firmata una linea di credito rotativa *forward starting* di importo pari a circa 9,4 miliardi di euro della durata di cinque anni

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

Tale nuova linea di credito è di tipo *forward starting*, in quanto il suo utilizzo sarà possibile a partire dalla data di scadenza della indicata linea di credito rotativa da complessivi 10 miliardi di euro ovvero, prima di tale data, in concomitanza dell'eventuale cancellazione anticipata della stessa linea di credito da parte di Enel.

La nuova linea di credito che potrà essere utilizzata dalla stessa Enel e/o da parte della controllata olandese Enel Finance International NV (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.

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.

35. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2012 riconosciuti alla Società di revisione e alle entità appartenenti al suo *network* a fronte di prestazioni di servizi sono riepilogati nella tabella che segue, redatta secondo quanto indicato dall'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB".

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi (milioni di euro)
Enel SpA		
Revisione contabile	*di cui:*	
	Reconta Ernst & Young SpA	0,3
	Entità della rete di E&Y	-
Servizi di attestazione	*di cui:*	
	Reconta Ernst & Young SpA	0,5
	Entità della rete di E&Y	-
Totale		**0,8**
Società controllate da Enel SpA		
Revisione contabile	*di cui:*	
	Reconta Ernst & Young SpA	1,9
	Entità della rete di E&Y	6,3
Servizi di attestazione	*di cui:*	
	Reconta Ernst & Young SpA	0,5
	Entità della rete di E&Y	0,6
Totale		**9,3**
TOTALE		**10,1**

PAGINA BIANCA

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2012

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e dall'art. 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 2012, 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				
Controllate									
(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%
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	San Salvador	El Salvador	200.000,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	13,66%
Aes Distribuidores Salvadoreños y Compañia S En C de Cv	San Salvador	El Salvador	200.000,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	13,66%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Agatos Green Power Trino	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (solare)	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	Zaragozza	Spagna	2.682.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	39,68%
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	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	998.230.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	46,89%	58,57%
							Cono Sur Participaciones SLU	7,70%	
							Chilectra Inversud SA	21,02%	
							Chilectra SA	10,34%	
							Enersis SA	13,68%	
Ampla Investimentos e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	120.000.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil	46,89%	58,58%
							SA Cono Sur Participaciones SLU	7,71%	
							Chilectra Inversud SA	21,02%	
							Chilectra SA	10,34%	
							Enersis SA	13,68%	
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%
Apiacás 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 fonti rinnovabili	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%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	60.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Aridos Energías Especiales SL (in liquidazione)	Villalbilla	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	Enel Green Power España SL	41,05%	31,94%
Artic Russia BV	Amsterdam	Olanda	100.000,00	EUR	*Holding* di partecipazioni	Proporzionale	Enel Investment Holding BV	40,00%	40,00%
Asin Carbono Usa Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Carbono Usa LLC	100,00%	75,95%
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%
Asoleo SL (in liquidazione)	Madrid	Spagna	320.000,00	EUR	Impianti eolici	-	Enel Green Power España SL	50,01%	38,91%
Atacama Finance Co.	Isole Cayman	Isole Cayman	6.300.000,00	USD	*Holding* di partecipazioni	Proporzionale	Gas Atacama SA	0,10%	16,74%
							Inversiones Gasatacama Holding Ltda	99,90%	
Atelgen - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	39,68%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	
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%	
Azucarera Energías SA	Madrid	Spagna	570.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Sweetwater Hydroelectric Inc.	90,00%	68,29%
							Enel Green Power North America Inc.	10,00%	
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Beaver Valley Holdings Ltd	67,50%	46,09%
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	2	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	68,29%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	30	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	51,22%
Blue Line Valea Nucarilor Srl	Bucarest	Romania	600	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (eolico)	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	601.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Boott Hydropower Inc.	100,00%	68,29%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	68,29%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	68,29%
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Idaho Inc.	68,00%	68,29%
							Enel Green Power North America Inc.	32,00%	
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Fulcrum Inc.	24,08%	68,29%
							Bp Hydro Associates	75,92%	
Braila Power SA	Sat Chiscani, Comuna Chiscani	Romania	90.000,00	RON	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Enel Investment Holding BV	28,50%	28,50%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Bypass Limited	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Northwest Hydro Inc	69,35%	68,29%
							El Dorado Hydro	1,00%	
							Chi West Inc.	29,65%	
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	USA	1	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	68,29%
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%
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%
Campos - Recursos Energéticos ACE	Barroselas	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	73,91%
Camposgen - Energia Lda	Oeiras	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Essex Company	100,00%	68,29%
Caney River Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	65,00%	50,57%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary (Alberta)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Hydroelectric Company Inc.	99,90%	68,29%
							Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	
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	99,61%	56,31%
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	69,99%	36,82%
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	12.284.740.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Endesa Eco SA	75,00%	25,10%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	151.940.000,00	BRL	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	56,53%
Central Hidráulica Guejar-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 Arillares 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	Costruzioni di impianti elettrici	Proporzionale	Central Dock Sud SA	6,40%	9,92%
							Endesa Costanera SA	1,30%	
							Hidroelectrica El Chocón SA	33,20%	
Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	Santiago	Cile	14.497.566.518.200,00	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	Mochovce	Slovacchia	6.639,00	EUR	Attività di ricerca e sviluppo nel settore scientifico e dell'ingegneria	Integrale	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Chepei Desarollo Solar L	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Chi Acquisitions Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	68,29%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions inc.	100,00%	68,29%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi S F LP	Montreal (Quebec)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	99,00%	68,29%
							Enel Alberta Wind Inc.	1,00%	
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	569.020.000,00	USD	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Chilectra SA	100,00%	55,30%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Chilectra SA	Santiago	Cile	36.792.868.194,00	CLP	*Holding* di partecipazioni Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	0,01%	55,30%
							Enersis SA	99,08%	
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 fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Kansas LLC	49,00%	33,46%
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	Bogotà D.C	Colombia	13.209.330.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Cono Sur Participaciones SLU	26,66%	36,67%
							Chilectra SA	9,35%	
							Enersis SA	12,47%	
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%
Colbuccaro Fotovoltaica Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
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	Investluz SA	56,59%	33,69%
							Endesa Brasil SA	2,27%	
Companhia Térmica do Serrado ACE	Paços de Brandão	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	46,68%
Companhia Térmica Hectare ACE	Alcochete	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	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	49,00%	77,80%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	
Companhia Térmica Tagol Lda	Algés	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	73,91%
Compania 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%	56,53%
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%	56,53%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Compañía Eléctrica San Isidro SA	Santiago	Cile	130.047.400.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	95,60%	36,04%
							Cono Sur Participaciones SLU	4,39%	
							Inversiones Endesa Norte SA	0,01%	
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	103.099.640.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	99,94%	33,47%
							Inversiones Endesa Norte SA	0,06%	
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 ed 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 fonti rinnovabili	Integrale	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	68,29%
Conexión Energética Centroamericana El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	7.950.600,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Grupo Egi SA de Cv	40,86%	68,29%
							Enel Green Power International BV	59,14%	
Cono Sur Participaciones SLU	Madrid	Spagna	351.658.470,00	EUR	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	130	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Gauley River Power Partners LP	5,00%	68,29%
							Enel Green Power North America Inc.	95,00%	
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	550.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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	Inversiones Endesa Norte SA	50,00%	16,74%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	200.000,00	EUR	Impianti eolici	Proporzionale	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 fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Development Group Inc	50,00%	68,29%
							Enel Green Power North America Inc.	50,00%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Corinth Solar Park SA	Halandri	Grecia	60.000,00	EUR	Produzione di energia da fonti rinnovabili (solare)	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	2.524.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power España SL	25,00%	19,45%
Cte - Central Térmica do Estuário Lda	Porto	Portogallo	563.910,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	3.000,00	MXN	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	68,28%
Diseño de Sistemas en silicio SA (in liquidazione)	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	Hidroeléctrica de Catalunya SL	45,00%	92,06%
							Endesa Red SA	55,00%	
Distribuidora Electrica de Cundinamarca SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	1.000.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Codensa SA ESP	49,00%	17,97%
Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SA	Tenerife	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	Empresa Nacional de Electricidad SA	0,89%	28,42%
							Chilectra SA	23,42%	
							Enersis SA	27,19%	
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
Emgesa Panama SA	Paciudad Panana	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	*Trading* di energia elettrica	Integrale	Emgesa SA ESP	100,00%	28,88%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.509.360,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Joana Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.067.280,00	BRL	Produzione di energia da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Endesa Brasil SA	40,00%	63,58%
							Enel Brasil Participações Ltda	60,00%	
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Endesa Brasil SA	40,00%	63,58%
							Enel Brasil Participações Ltda	60,00%	
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	14.520.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	1,00%	68,29%
							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 fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	8.972.400,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
ENergy Hydro Piave Srl	Soverzene	Italia	800.000,00	EUR	Acquisto e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%
Edegel SA	Lima	Perù	2.064.301.735,00	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	29,40%	20,91%
							Generandes Perú SA	54,20%	
Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	Porto	Portogallo	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	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 Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 SA	Cernavoda	Romania	1.000.000,00	RON	Produzione di energia da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power International BV	0,10%	68,29%
							Enel Green Power Romania Srl	99,90%	
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Eléctrica Cabo Blanco SA	Lima	Perù	46.508.170,00	PEN	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Generalima SA	20,00%	92,06%
							Endesa Latinoamérica SA	80,00%	
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%
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%
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%
Emgesa SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	655.222.310.000,00	COP	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	26,88%	28,88%
							Cono Sur Participaciones SLU	21,60%	
Empreendimento Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	52,38%	40,75%
Empreendimentos Eólicos de Alvadia Lda	Porto	Portogallo	1.150.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	48,00%	37,34%
Empreendimentos Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	80,00%	62,24%
Empreendimientos Eólicos Cerveirenses SA	Vila Nova de Cerveira	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	84,99%	24,79%
Empreendimientos Eólicos da Espiga SA	Caminha	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	100,00%	29,17%
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	Inversiones Distrilima SA	51,68%	48,68%
							Enersis SA	24,00%	
Empresa de Energía Cundinamarca SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	39.699.630.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	82,34%	14,80%
Empresa Distribuidora Sur SA	Buenos Aires	Argentina	898.590.000,00	ARS	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Cono Sur Participaciones SLU	6,22%	42,22%
							Chilectra SA	20,85%	
							Enersis SA	16,02%	
							Distrilec Inversora SA	56,36%	
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	14.053.147,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energía Alerce Ltda	0,01%	68,29%
							Enel Latin America (Chile) Ltda	99,90%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Empresa Eléctrica Puyehue SA	Santiago	Cile	11.169.752.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energia Alerce Ltda	0,10%	68,29%
							Enel Latin America (Chile) Ltda	99,90%	
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	Electrica Cabo Blanco SA	60,00%	88,84%
							Generalima SA	36,50%	
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 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	54.430.867,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Latin America (Chile) Ltda	51,00%	34,83%
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	0,01%	56,53%
							Endesa Brasil SA	99,99%	
Endesa Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	99,66%	33,47%
							Inversiones Endesa Norte SA	0,34%	
Endesa Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	916.880.000,00	BRL	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Edegel SA	4,18%	56,53%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	36,27%	
							Cono Sur Participaciones SLU	28,48%	
							Chilectra Inversud SA	4,35%	
							Chilectra SA	4,66%	
							Enersis SA	22,06%	
Endesa Capital Finance LLC	Wilmington (Delaware)	USA	100	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 Carbono Philippines Inc.	Makati City (Manila)	Filippine	8.600.000,00	PHP	*Trading* sul mercato del carbone	Integrale	Endesa Carbono SL	100,00%	75,95%
Endesa Carbono SL	Madrid	Spagna	17.200,00	EUR	Commercializzazione dei diritti di emissione	Integrale	Endesa SA	82,50%	75,95%
Endesa Carbono Usa LLC	Virginia	USA	20.000,00	USD	Commercio di energia elettrica	Integrale	Endesa Carbono SL	100,00%	75,95%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Cemsa SA	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Cono Sur Participaciones SLU	55,00%	65,70%
							Endesa Argentina SA	45,00%	
Endesa Comercialização de Energia SA	Porto	Portogallo	250.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energia SA	100,00%	92,06%
Endesa Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	146.990.000,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	12,33%	23,35%
							Southern Cone Power Argentina SA	5,50%	
							Endesa Argentina SA	51,93%	
Endesa Desarrollo SL	Madrid	Spagna	3.010,00	EUR	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Endesa Financiación Filiales SA	100,00%	92,06%
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcellona	Spagna	1.204.540.060,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Eco SA	Santiago	Cile	681.850.000,00	CLP	Studi e progetti nel campo delle fonti rinnovabili	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	99,99%	33,47%
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 Gas T&D SL	Madrid	Spagna	100.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	*Equity*	Endesa Gas SAU	20,00%	18,41%
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	63.107,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación Portugal SA	Paço d'Arcos-Oeiras	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Energías de Aragón II SL	0,20%	91,97%
							Enel Green Power España SL	0,20%	
							Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	0,20%	
							Endesa Energía SA	0,20%	
							Endesa Generación SA	99,20%	
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	Barcellona	Spagna	10.138.580,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	2	GBP	Operazioni di *trading*	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Red SA	Barcellona	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	89.999.790,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	68,29%
Enel Atlantic Canada LP	St. John (Newfoundland)	Canada	-	CAD	Eolico	Integrale	Chi Hydroelectric Company Inc. Enel Green Power Canada Inc. Newind Group Inc.	82,05% 17,85% 0,10%	68,29%
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	419.400.000,00	BRL	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel de Costa Rica SA	San José	Costa Rica	27.500.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	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	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	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Panama SA	50,06%	34,19%
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 fonti rinnovabili	Integrale	Essex Company	100,00%	68,29%
Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti fotovoltaici (*holding*)	Proporzionale	Enel Green Power SpA	50,00%	34,14%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 CAI Agroenergy Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (holding biomasse)	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 fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	85.681.857,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili (solare)	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Colombia SA	Bogotá D.C.	Colombia	10.000.000,00	COP	Produzione energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	60,00%	77,80%
							Endesa Generación SA	40,00%	
Enel Green Power France Sas	Lione	Francia	98.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	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 fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power España SL	65,00%	50,57%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	3.603.240,00	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	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	98,99%	67,60%
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power North America Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	50	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili (holding)	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	1.000,00	PEN	Produzione di energia da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	99,90%	68,29%
							Energía Alerce Ltda	0,10%	
Enel Green Power Portoscuso Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	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 Primavera SA	Rio de Janeiro	Brasile	16.506.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Cristal 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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Romania Srl	Sat Rusu de Sus Nuseni	Romania	890.000.500,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.256.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Cristal 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 fonti rinnovabili (solare)	Integrale	Enel Green Power SpA	80,00%	54,63%
Enel Green Power South Africa	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel SpA	68,29%	68,29%
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	250.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
Enel Green Power TSS Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	68,29%
Enel Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
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	Enel Investment Holding BV	50,00%	96,03%
							Endesa SA	50,00%	
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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Latin America (Chile) Ltda	Santiago	Cile	15.649.360.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydromac Energy BV	0,01%	68,29%
							Energía Alerce Ltda	99,99%	
Enel Lease Eurl	Lione	Francia	500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel OGK-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 Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000,00	USD	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Productie Srl	Bucarest	Romania	20.110.200,00	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 Rete Gas SpA	Milano	Italia	71.949.719,84	EUR	Distribuzione di gas	*Equity*	Enel Distribuzione SpA	14,80%	14,80%
Enel Romania Srl	Judetul Ilfov	Romania	200.000,00	RON	Prestazioni 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 fonti rinnovabili	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 Dobrogea SA	50,00%	51,00%
							Enel Distributie Banat SA	50,00%	
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%
Enel Sole Srl	Roma	Italia	4.600.000,00	EUR	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	68,29%
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* 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 Trade d.o.o.	Zagabria	Croazia	2.240.000,00	HRK	*Trading* energia elettrica	Integrale	Enel Trade 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 Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enelco SA	Atene	Grecia	60.108,80	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	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 Green Power International BV	0,01%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	
Enelpower SpA	Milano	Italia	2.000.000,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Eneop-Eólicas de Portugal SA	Lisbona	Portogallo	5.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	17,98%	27,98%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	17,98%	
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	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	70,00%	54,46%
Energex Co	Isole Cayman	Isole Cayman	10.000,00	USD	*Holding* di partecipazioni	Proporzionale	Gas Atacama Chile SA	100,00%	16,74%
Energía Alerce Ltda	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	0,10%	68,29%
							Hydromac Energy BV	99,90%	
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	100,00%	68,29%
Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	68,29%
							Enel Guatemala SA	0,01%	
Energía Nueva de Iggu Srl de Cv	Città del Messico	Messico	3.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,90%	68,29%
							Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv	0,10%	
Energiaki Polymyloy SA	Atene	Grecia	45.553.352,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Energías Especiales de Careón SA	La Coruña	Spagna	270.450,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	77,00%	59,90%
Energías Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	963.300,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Energías Renovables La Mata SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	68,29%
							Energia Nueva de Iggu Srl de Cv	0,01%	
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%
Energética de Rosselló AIE	Barcellona	Spagna	3.606.060,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL	27,00%	21,01%
Energía de La Loma SA	Jaén	Spagna	4.450.000,00	EUR	Biomasse	*Equity*	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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	Biomasse	Integrale	Enel Green Power España SL	68,42%	53,23%
Enerlasa SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	1.021.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	Enel Green Power España SL	45,00%	35,01%
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	40,97%
Enerlousado Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Impianti di produzione a ciclo combinato	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	50,00%	77,80%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00%	
Enersis SA	Santiago	Cile	2.824.882.830.000,00	CLP	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Latinoamérica SA	60,62%	55,81%
Enerviz - Produção de Energia de Vizela Lda	Porto	Portogallo	673.380,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Enexon Hellas SA	Maroussi	Grecia	18.771.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	88,00%	60,09%
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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%
Epresa Energía SA	Cadice	Spagna	1.600.000,00	EUR	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Electricidad de Puerto Real SA	100,00%	46,03%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Ercasa Cogeneración SA	Saragozza	Spagna	601.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
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	Tarragona	Spagna	720.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL	42,00%	32,67%
Essex Company	Boston (Massachusetts)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Eurohueco Cogeneración AIE	Barcellona	Spagna	2.606.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL	30,00%	23,34%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	3.505.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	70,02%
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%
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	90.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Eólica Fazenda Nova - Generação e Comercialização de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	1.839.000,00	BRL	Impianti Eolici	Integrale	Endesa Brasil SA	99,95%	56,50%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	Spagna	5.559.340,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	50,50%	39,29%
Eólica Zopiloapan SA P I de Cv	Città del Messico	Messico	1.877.201.536,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	60,50% 39,40%	68,22%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	55,00%	42,79%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura - Las Palmas	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	46,68%
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 fonti rinnovabili	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	USA	1.002,50	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Fábrica do Arco - Recursos Energéticos SA	Santo Tirso	Portogallo	500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	50,00%	38,90%
Garofeica SA	Barcellona	Spagna	721.200,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	*Equity*	Enel Green Power España SL	27,00%	21,01%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	185.025.186,00	USD	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Gas Atacama SA	99,90%	16,74%
							Inversiones Endesa Norte SA	0,05%	
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	291.484.088,00	USD	*Holding* di partecipazioni	Proporzionale	Inversiones Gasatacama Holding Ltda	100,00%	16,74%
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	238.320,00	EUR	Distribuzione di gas	Integrale	Endesa Gas SAU	72,00%	66,28%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124,00	USD	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Energex CO	42,71%	16,74%
							Gas Atacama SA	57,23%	
							Inversiones Endesa Norte SA	0,03%	
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	16,74%
Gasoducto Taltal SA	Santiago	Cile	17.141.400.000,00	CLP	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Gasoducto Atacama Argentina SA	0,12%	16,74%
							Gas Atacama Chile SA	99,88%	
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Essex Company	100,00%	68,29%
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	USA	1	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Gauley River Power Partners LP	Willison (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	68,29%
							Enel Guatemala SA	1,00%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	68,29%
							Enel Guatemala SA	0,01%	
Generalima SA	Lima	Perù	146.534.335,00	PEN	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Endesa Latinoamérica SA	100,00%	92,06%
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	53.644.788.997,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Latin America (Chile) Ltda	51,00%	34,83%
Geotérmica Nicaragüense SA	Managua	Nicaragua	92.050.000,00	NIO	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*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 Quintero SA	Santiago	Cile	114.057.353,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	*Equity*	Empresa Nacional de Electricidad SA	20,00%	6,69%
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	Santander	Spagna	121.000,00	EUR	Sviluppo, costruzione e operazioni di biodiesel	*Equity*	Enel Green Power España SL	24,24%	30,80%
							Endesa Generación SA	12,97%	
Grupo Egi SA de Cv	San Salvador	El Salvador	3.448.800,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Endesa Generación II SA	100,00%	92,06%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Hidroelectricidad del Pacífico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	30.891.536,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	68,28%
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 da fonti rinnovabili	*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	Hidroinvest SA	59,00%	21,88%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	2,48%	
							Endesa Argentina SA	6,19%	
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	54,16%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	
Hidroribeira - Emp Hidricos e Eólicos Lda	Paço de Arcos	Portogallo	7.481,96	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	77,80%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de Cv	San Salvador	El Salvador	100.000,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	13,66%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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	Willison (Vermont)	USA	5.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydrogen Park-Marghera Per L'idrogeno Scrl	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%
IMA Engineering Solutions. S.A	Prahova	Romania	90.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	1,10%	68,29%
							Enel Green Power Romania Srl	98,90%	
Ict Servicios Informáticos Ltda	Santiago	Cile	500.000.000,00	CLP	Servizi ICT	Integrale	Chilectra SA	1,00%	55,80%
							Enersis SA	99,00%	
Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	Città del Messico	Messico	308.628.665,00	MXN	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Ingendesa do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	500.000,00	BRL	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	1,00%	33,47%
							Inversiones Endesa Norte SA	99,00%	
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	233.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	148.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*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
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	174.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	153.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	165.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	174.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	152.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	148.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	148.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	159.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power International BV	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	10.126.310,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perù	287.837.245,00	PEN	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Chilectra SA	30,15%	68,28%
							Enersis SA	35,02%	
							Endesa Latinoamérica SA	34,83%	
Inversiones Endesa Norte SA	Santiago	Cile	98.010.964.618,00	CLP	Investimenti in progetti energetici	Integrale	Empresa Eléctrica Pehuenche SA	0,08%	33,47%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,90%	
							Endesa Eco SA	0,02%	
Inversiones Gasatacama Holding Ltda	Santiago	Cile	333.520.000,00	USD	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Inversiones Endesa Norte SA	50,00%	16,74%
Inversora Codensa Sas	Bogotá D.C.	Colombia	5.000.000,00	COP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	36,67%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	241.490.000,00	ARS	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Cono Sur Participaciones SLU	57,14%	52,60%
Investluz SA	Fortaleza	Brasile	954.620.000,00	BRL	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Endesa Brasil SA	63,57%	57,27%
							Ampla Investimentos e Serviços SA	36,43%	
Iris 2006 Srl	Cutro	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	82.974.475,77	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Kalenta Ltd	Maroussi	Grecia	2.367.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Kromschroeder SA	L'Hospitalet de Llobregat (Barcellona)	Spagna	657.000,00	EUR	Servizi	*Equity*	Endesa Gas SAU	27,93%	25,71%
La Pereda Co2 AIE	Oviedo	Spagna	224.286,00	EUR	Servizi	*Equity*	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power SpA	36,20%	24,72%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Essex Company Enel Green Power North America Inc.	92,50% 7,50%	68,29%
Linea Albania-Italia Shpk (in liquidazione)	Tirana	Albania	27.460.000,00	ALL	Costruzione, manutenzione e gestione di *merchant lines*	-	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Lipetskenergosbyt LLC	Lipetskaya Oblast	Federazione Russa	7.500,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	Rusenergosbyt C LLC	75,00%	18,93%
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	1	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	68,29%
Lower Saranac Corporation	New York (New York)	USA	1	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	68,29%
Lower Saranac Hydro Partners LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC Lower Saranac Corporation	99,00% 1,00%	68,29%
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Chilectra SA Enersis SA	99,90% 0,10%	55,30%
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
Marcinelle Energie SA	Charleroi	Belgio	110.061.500,00	EUR	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Marko PV Energy SA	Maroussi	Grecia	420.000,00	EUR	produzione di energia da fonti rinnovabili (solare)	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	USA	1	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power 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
Medgaz SA	Madrid	Spagna	28.500.000,00	EUR	Sviluppo e progettazione	-	Endesa Generación SA	12,00%	11,05%
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	60.100,00	EUR	Studi ambientali	Proporzionale	Nuclenor SA	50,00%	23,02%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de Cv	Città del Messico	Messico	181.728.201,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	68,28%
Midway Farms Wind Project LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Trade Wind Energy LLC	100,00%	68,29%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Minas de Estercuel 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%
Missisquoi Associates GP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	49,00%	33,46%
Montegranaro Fotovoltaica Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Myrini Energiaki SA	Maroussi	Grecia	420.000,00	EUR	Produzione di energia da fonti rinnovabili (solare)	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	68,29%
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Sweetwater Hydroelectric Inc.	1,00%	68,29%
							Enel Green Power North America Inc.	99,00%	
Newind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	578.192,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	68,29%
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	68,29%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Nuclenor 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	Madrid	Spagna	3.200,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa SA	60,00%	55,24%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	4.100.000,00	EUR	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del GNL	Integrale	Enel Trade SpA	90,00%	90,00%
O&M Cogeneration Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	15	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	68,29%
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	10.000.000,00	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel OGK-5 OJSC	100,00%	56,43%
Ochrana A Bezpecnost Se AS	Mochovce	Slovacchia	33.193,92	EUR	Servizi di security	Integrale	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Oficina de Cambios de Suministrador SA	Madrid	Spagna	70.000,00	EUR	Servizi connessi al mercato dei prodotti energetici	-	Endesa Energía XXI SL	2,96%	18,41%
							Endesa Gas SAU	0,35%	
							Endesa Energía SA	11,50%	
							Endesa Distribución Eléctrica SL	5,19%	
Operación y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	30.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	85,00%	58,05%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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	*Equity*	Enel Green Power España SL	33,33%	25,93%
Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	Bahia	Brasile	220.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Eólico Engenho Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	685.423,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	Recife	Brasile	545.334,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Eólico Ouroventos Ltda	Bahia	Brasile	566.347,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Eólico Serra Azul Ltda	Bahia	Brasile	440.267,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Eólico Ventania Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	440.267,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	65,00%	44,39%
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	33,44%	22,84%
PH Guacimo SA	San José	Costa Rica	50.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	40,00%	27,32%
PH Rio Volcan SA	San José	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	34,32%	23,44%
PT Bayan Resources Tbk	Jakarta	Indonesia	333.333.350.000,00	IDR	Energia	-	Enel Investment Holding BV	10,00%	10,00%
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Paglialonga Due Srl	Castrovillari	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia da fonti rinnovabili (solare)	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonti rinnovabili	Integrale	Trade Wind Energy LLC	100,00%	68,29%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	*Equity*	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 fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power España SL	30,00%	23,34%
Parc Eolien de Beauséjour Sasu	Lione	Francia	37.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Parc Eolien de Bouville Sasu	Lione	Francia	37.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	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 fonti rinnovabili (eolico in sviluppo)	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Parc Eolien de La Vallière Sasu	Saint Priest	Francia	59.240,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	*Equity*	Enel Green Power France Sas	49,00%	33,46%
Parc Eolien des Ramiers Sasu	Lione	Francia	37.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Parque Eólico Cristal Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Brasil Participações Ltda	0,01% 99,99%	68,29%
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	50,16%	39,02%
Parque Eólico Taltal SA	Santiago	Cile	20.878.010.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energía Alerce Ltda Enel Latin America (Chile) Ltda	0,01% 99,99%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico A Capelada AIE	Santiago de Compostela	Spagna	5.857.586,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.007.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	62,24%
Parque Eólico de Aragón AIE	Saragozza	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Parque Eólico de Gevancas SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%
Parque Eólico Finca 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 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 Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	52,00%	40,45%
Parque Eólico Serra da Capucha SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00% 50,00%	77,80%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	7.193.970,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	58,00%	45,12%
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energía Alerce Ltda Enel Latin America (Chile) Ltda	0,01% 99,99%	68,29%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Pegop - Energia Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0,02% 49,98%	46,03%
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Photovoltaic Station Kourtesi I Production of Energy SA	Maroussi	Grecia	4.497.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	1.198.530,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	56,12%	43,66%
Pontinia FV Srl	Roma	Italia	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
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%
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	Lugano	Svizzera	4.000.000,00	CHF	*Trading* di carbone	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonti rinnovabili	Integrale	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	33,46%
Prairie Rose Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Kansas LLC	49,00%	33,46%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	41.965.444,64	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
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%
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%
Productora de Energías SA	Barcellona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	*Equity*	Enel Green Power España SL	30,00%	23,34%
Prof-Energo LLC	Sredneuralsk	Federazione Russa	10.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC	100,00%	56,43%
Progas SA	Santiago	Cile	1.495.000,00	CLP	Distribuzione di gas	Proporzionale	Gas Atacama SA Gas Atacama Chile SA	0,10% 99,90%	16,74%
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	12.020,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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	89.707.935,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad 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 fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL	33,33%	25,93%
Puignerel AIE	Barcellona	Spagna	11.299.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	*Equity*	Enel Green Power España SL	25,00%	19,45%
Pyrites Associates GP	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Development Group Inc. Enel Green Power North America Inc.	50,00% 50,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Q-Channel SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	1.607.141,00	EUR	-	-	Enel Servizi Srl	24,00%	24,00%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.148.511,80	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones Sa	Panama	Repubblica di Panama	9	USD	Telecomunicazioni	-	Endesa Latinoamérica SA	11,11%	10,23%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	66.389,00	EUR	Ricerca in materia di energia nucleare	*Equity*	Slovenské elektrárne AS	49,00%	32,34%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	1.924.465.600,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	64,08%
							Enel Green Power International BV	42,83%	
							Enel Guatemala SA	0,01%	
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 fonti rinnovabili	Integrale	Northwest Hydro Inc	17,50%	68,29%
							Chi West Inc.	82,50%	
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	68,29%
Rofeica d'Energia SA	Barcellona	Spagna	1.983.300,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	*Equity*	Enel Green Power España SL	27,00%	21,01%
Ronfegen - Recursos Energéticos Lda	Oeiras	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Pp - Co-Geração SA	10,00%	77,80%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	90,00%	
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%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
SF Energy Srl	Rovereto	Italia	7.500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Enel Produzione SpA	33,33%	33,33%
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%
Solar Thessalia Societe Anonyme of Energy	Maroussi	Grecia	60.000,00	EUR	Produzione di energia da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12.000,00	ARS	Monitoraggio del sistema elettrico	Proporzionale	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	21,11%
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 fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power 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
Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	10.571.300,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	OGK-5 Finance LLC	0,01%	56,43%
							Enel OGK-5 OJSC	99,99%	
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 fonti rinnovabili	Integrale	Bypass Power Company	1,00%	68,29%
							Chi West Inc.	99,00%	
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 Alvaiázere SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	3.000,00	MXN	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	68,29%
							Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv	0,01%	
Severenergia	Mosca	Federazione Russa	55.114.150.000,00	RUB	Lavorazione e trasporto di gas e petrolio	*Equity*	Artic Russia BV	49,00%	19,60%
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	68,29%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	68,29%
Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversão de Energia Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	55,00%	42,79%
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	Granada	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	68,29%
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Nevkan Renewables LLC	100,00%	68,29%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	68,29%
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	33.969.032,25	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	46.709.640.176,00	CLP	Attività di ingegneria	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	99,99%	33,47%
							Inversiones Endesa Norte SA	0,01%	
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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	46,68%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá D.C.	Colombia	5.800.000,00	COP	Costruzione e gestione di porti	Integrale	Emgesa SA ESP	94,95%	29,22%
							Inversora Codensa Sas	4,90%	
Società Agricola Trino Srl	Trento	Italia	50.000,00	EUR	Produzione di energia da fonti rinnovabili (solare)	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	37.242.300,00	EUR	Ingegneria nel settore energetico ed infrastrutturale	-	Enel Produzione SpA	15,61%	15,61%
Società Energetica Vibonese Srl	Castrovillari	Italia	107.615,00	EUR	Produzione di energia da fonti rinnovabili (solare)	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Société Du Parc Eolien Grandes Terres Ouest Eurl	Lione	Francia	21.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Somersworth Hydro Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Sorgente Solare Calabria Srl	Castrovillari	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile (solare)	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power España SL	36,00%	28,01%
Sotenix - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	39,68%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Southern Cone Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	19.874.798,00	ARS	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	98,03%	33,47%
							Inversiones Endesa Norte SA	1,97%	
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
St-Felicien Cogeneration LP	Montreal (Quebec)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi S F LP	92,00%	68,29%
							Enel Green Power Canada Inc.	8,00%	
Stipa Nayaa SA de Cv	Colonia Cuauhtémoc	Messico	1.811.016.348,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	55,21%	65,46%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	40,64%	
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%
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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	51,22%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
TERRAE Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA	Roma	Italia	19.060.811,37	EUR	Attività nel settore agroindustriale	*Equity*	Enel Green Power SpA	15,00%	10,24%
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Targusor Wind Farm SA	Cernavoda	Romania	90.000,00	RON	Produzione di energia da fonti rinnovabili (eolico)	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	75,00%	51,22%
Tejo Energia Produção e Distribuçâo 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	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Termoeléctrica José de San Martin SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	*Equity*	Central Dock Sud SA	5,32%	6,60%
							Endesa Costanera SA	5,51%	
							Hidroeléctrica El Chocón SA	15,35%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	*Equity*	Central Dock Sud SA	5,32%	6,60%
							Endesa Costanera SA	5,51%	
							Hidroeléctrica El Chocón SA	15,35%	
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%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Texkan Inc	100,00%	68,29%
Thracian Eolian 1 SA	Maroussi	Grecia	124.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Thracian Eolian 2 SA	Maroussi	Grecia	124.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Thracian Eolian 3 SA	Maroussi	Grecia	124.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Thracian Eolian 4 SA	Maroussi	Grecia	124.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Thracian Eolian 5 SA	Maroussi	Grecia	124.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Thracian Eolian 6 SA	Maroussi	Grecia	124.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Thracian Eolian 7 SA	Maroussi	Grecia	124.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Thracian Eolian 8 SA	Maroussi	Grecia	124.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Thracian Eolian 9 SA	Maroussi	Grecia	124.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Tirmadrid SA	Valdemingómez	Spagna	16.828.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power España SL	34,00%	26,45%
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	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	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	EUR	Produzione di energia da fonti rinnovabili (eolico)	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
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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200.000,00	USD	Produzione di energia da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Kansas LLC	19,90%	13,59%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	440.644.600,00	CLP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Compañía Eléctrica San Isidro SA	50,00%	18,02%
Transmisora de Energía Renovable SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Porduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	68,29%
							Enel Guatemala SA	0,01%	
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%	56,53%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA	Olot (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 fonti rinnovabili	Integrale	Highfalls Hydro Company Inc	98,00%	68,29%
							Enel Green Power North America Inc.	2,00%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Falls Hydro Company Inc	51,00%	34,83%
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	10	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	68,29%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Ufefys SL	Aranjuez	Spagna	2.373.950,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
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%
Urgell Energía SA	Lleida	Spagna	601.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	*Equity*	Enel Green Power España SL	27,00%	21,01%
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 SA	Prahova	Romania	90.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	0,10%	68,29%
							Enel Green Power Romania Srl	99,90%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Ventominho Energias Renováveis SA	Esposende	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Eevm - Empreendimentós Eolico Vale do Minho SA	84,99%	24,79%
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%
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 fonti rinnovabili (eolico in sviluppo)	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	USA	300	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Wiliimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	USA	1.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	171.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	176.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Drimonakia SA	Maroussi	Grecia	329.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	144.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	134.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	171.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	175.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Grammatikaki SA	Maroussi	Grecia	165.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Kafoutsi SA	Maroussi	Grecia	171.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Korfovouni SA	Maroussi	Grecia	201.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	3.279.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Makrilakkoma SA	Maroussi	Grecia	254.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Megavouni SA	Maroussi	Grecia	208.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	95.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Organi SA	Maroussi	Grecia	287.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Pelagia SA	Maroussi	Grecia	193.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	175.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Politis SA	Maroussi	Grecia	136.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Sagias SA	Maroussi	Grecia	271.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	152.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Stroboulas SA	Maroussi	Grecia	176.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	152.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	29,25%	19,97%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	161.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	174.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	1.110.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	296.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	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 fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	399.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	255.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	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 fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	179.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	291.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico)	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20.000.000,00	ARS	Trasmissione di energia elettrica	*Equity*	Cono Sur Participaciones SLU	22,22%	20,46%
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 (fotovoltaico)	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 *mass market*	Insieme dei clienti residenziali e dei clienti *microbusiness*.
Clienti *microbusiness*	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.
Decommissioning	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 (*European Pressurized Reactor*)	Il reattore nucleare europeo ad acqua pressurizzata, meglio noto con la sigla EPR (*European Pressurized Reactor* o *Evolutionary Power Reactor*), 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.
Stranded cost	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.
Tax equity partnership	Accordo disciplinato dalla normativa fiscale statunitense, che consente di assegnare a entità terze (c.d. "*tax equity investor*"), 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.

PAGINA BIANCA

Bilancio consolidato 2012

PAGINA BIANCA

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 CO_2).

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

Alla **Divisione Mercato** sono demandate 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, la Divisione 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).

La **Divisione Generazione ed Energy Management** 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*, a 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 (Nuove Energie) e stoccaggio (Enel Stoccaggi) di gas naturale.

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. Si ricorda che nel corso del 2011 la Divisione è stata interessata da alcune modifiche di perimetro, che hanno riguardato le attività di servizi ICT in Spagna e la società Compostilla Re (operante nel settore riassicurativo), le quali, nell'ambito di una migliore allocazione delle attività operative all'interno della Divisione, sono state entrambe allocate in "Altro, elisioni e rettifiche".

La **Divisione Internazionale** supporta la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel, consolidando la gestione e 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), gestione di impianti termoelettrici e attività di supporto in Belgio (Marcinelle Energie ed Enel Operations Belgium);
- 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), nonché di sviluppo di impianti termoelettrici in Grecia (Enelco);
- 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), nonché con attività di impiantistica e *franchising* in Italia (Enel.si);
- Iberia e America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo (Enel Green Power España, che nel corso del 2011 ha incorporato Enel Unión Fenosa Renovables) 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** (già Ingegneria e Innovazione) 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 2012 i risultati per settore di attività sono commentati seguendo l'assetto organizzativo emergente dal nuovo modello operativo e tenendo conto della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal principio contabile internazionale IFRS 8. In particolare, per tale ragione, 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" che nel corso del 2011 sono invece stati rappresentati singolarmente, nonché le attività della Funzione Upstream Gas precedentemente considerate nella Divisione Generazione ed Energy Management. Il nuovo modello non ha tuttavia comportato modifiche alle CGU. Sono stati pertanto ripresentati secondo tale nuova impostazione i dati comparativi economici relativi al 2011 e i dati di natura patrimoniale riferiti al 31 dicembre 2011.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

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

Collegio Sindacale

Presidente	Sindaci effettivi	Sindaci supplenti
Sergio Duca	Carlo Conte Gennaro Mariconda	Antonia Francesca Salsone 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*,

guardando allo scenario macroeconomico mondiale, assistiamo a un vero e proprio ribaltamento dei paradigmi consolidati negli anni passati: una profonda mutazione che ha ceduto il passo a un clima di incertezza dominante.

La crisi che ormai da alcuni anni colpisce l'Europa rappresenta un ciclo economico senza precedenti che sta riscrivendo la storia e i testi di economia, con un orizzonte di ripresa il cui orizzonte è spostato ogni anno un po' più avanti. Un fenomeno che impone nuovi modelli di flessibilità, innovazione, velocità, efficienza e innovazione.

A soffrire in maniera particolare sono i mercati maturi del Sud Europa, con Italia e Spagna tra le più colpite: contrazione generale dei consumi, calo della domanda di energia elettrica e di gas, *surplus* della capacità di generazione, aumento della pressione fiscale su famiglie e imprese e un rilevante interventismo statale sul *business* hanno amplificato la percezione del rischio da parte degli investitori e la volatilità delle quotazioni di Borsa. Eventi negativi che hanno avuto riflessi sulle *performance* dei mercati azionari e sulle valutazioni di merito creditizio di debiti sovrani e imprese.

Vi è però un'altra parte del pianeta, con aree come Est Europa, Russia e America Latina in cui siamo presenti, che continua a crescere. Anche grazie ai robusti fondamentali macroeconomici di questi mercati, unitamente a uno sviluppo sostenuto delle fonti rinnovabili, i risultati del nostro Gruppo si sono mantenuti positivi nel corso di questi anni difficili. Diversificazione geografica, *mix* tecnologico di pro-

duzione ben bilanciato e attenzione ai costi si confermano quindi i punti di forza del Gruppo Enel, attraverso i quali è stato possibile mantenere stabilità finanziaria e un solido profilo patrimoniale.

Aumentare l'efficienza del nostro Gruppo, in un contesto macroeconomico tanto complesso, è la scelta obbligata per difendere i risultati raggiunti e liberare risorse da destinare a aree a maggiore crescita. Processi, procedure e la stessa struttura organizzativa del Gruppo sono oggetto di una profonda trasformazione, con lo scopo di elevare le *performance* attraverso una struttura solida e perfettamente integrata che sia al tempo stesso snella, veloce, efficiente ed eccellente.
La nuova struttura organizzativa prevede una *Holding* di coordinamento e indirizzo strategico al servizio del *business* e capace di allocare le risorse in maniera ottimale all'interno del Gruppo, Divisioni responsabili del *business* e che contribuiscono alla strategia del Gruppo e tre *Global Services* per Acquisti, ICT e Servizi che operano a sostegno delle funzioni operative, fornendo valore aggiunto sotto forma di sinergie ed economie di scala.
Si tratta di un vero e proprio salto di qualità che permetterà al nostro Gruppo di restare competitivo e di detenere la *leadership* di costo e la *leadership* tecnologica.

Il 2012 ci ha visto conseguire gli obiettivi indicati ai mercati, superando i target prefissati, sia in termini di margine operativo lordo, pari a 16,7 miliardi di euro, sia in termini di indebitamento finanziario netto, pari a 42,9 miliardi di euro, in diminuzione di circa 1,7 miliardi di euro rispetto al 2011. I ricavi del Gruppo, a fine 2012, ammontano a 84,9 miliardi di euro, in crescita rispetto al 2011 del 6,8%.
I risultati ottenuti confermano la validità della nostra strategia e la resilienza di Enel nei mercati maturi, accompagnata da una robusta crescita nelle rinnovabili, nei Paesi sudamericani e in Est Europa. La difesa dei margini, la generazione di cassa nei mercati maturi e una politica di investimenti selettiva e flessibile ci hanno consentito di mantenere nei limiti il livello di debito e conseguire, nell'anno, ritorni per gli azionisti in linea con il settore.

Forti di questi risultati, la strategia del Gruppo viene ulteriormente rafforzata dal perseguimento delle seguenti priorità:

- la protezione dei margini e della generazione di cassa nei mercati maturi di riferimento;
- la conferma degli investimenti nei mercati in crescita dell'Est Europa e dell'America Latina, nonché nelle energie rinnovabili;
- il rafforzamento dello Stato patrimoniale e l'ottimizzazione del portafoglio attivi;
- il completamento della riorganizzazione del Gruppo anche attraverso operazioni di *minorities buy-out*;
- la continua attenzione alla disciplina finanziaria.

Tali priorità strategiche si combinano con una forte attenzione verso le comunità locali, una diffusa cultura della sicurezza e una trasparente politica di *Corporate Social Responsibility* (CSR), che è parte integrante del nostro *business plan*, poiché siamo convinti che la responsabilità sociale d'impresa ha un impatto diretto sulla competitività di medio e lungo termine. Enel è per il nono anno consecutivo nel *Dow Jones Sustainability Index* ed è parte del *Global Compact LEAD* delle Nazioni Unite. Questo impegno ci ha consentito e ci consentirà di continuare a creare valore per tutti i nostri *stakeholder*.

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

Divisione Mercato Italia

In un mercato delle vendite dinamico, caratterizzato dal continuo incremento della pressione competitiva e da un crescente interesse dei clienti finali per i temi dell'efficienza energetica, la Divisione Mercato ha continuato a perseguire la sua strategia commerciale di focalizzazione sui segmenti *mass market* ad alto valore, con un'intensa attività di acquisizione clienti, e di innovazione dell'offerta e dei canali di vendita.

In particolare, Enel Energia si conferma il primo operatore italiano sul mercato libero dell'energia, con circa 4,1 milioni di clienti e clienti e 41,3 TWh venduti, con una forte presenza anche nel mercato del gas naturale, con circa 3,2 milioni di clienti.

Allo stesso modo Enel Servizio Elettrico si conferma il principale operatore nel mercato della maggior tutela, con 60,3 TWh di energia venduta e una *customer base* di 23,9 milioni di clienti, in contrazione di circa 1,1 milioni di clienti rispetto al 2011, a seguito della crescita del mercato libero.

Nell'ambito del *customer service*, l'eccellenza dei servizi offerti ha costituito, in continuità con il passato, la priorità gestionale del 2012, come testimonia la presenza, per il secondo anno consecutivo, di Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico ai primi due posti della classifica dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) dei migliori *Contact Center* del settore. L'eccellenza dei servizi offerti ai clienti è stata perseguita anche con un continuo efficientamento dei processi operativi, volto a massimizzare il valore generato per il cliente e per il Gruppo.

I risultati economici confermano la validità delle scelte strategiche e delle azioni gestionali, con ricavi pari a 18,4 miliardi di euro e un margine operativo lordo che raggiunge i 689 milioni di euro, in crescita rispettivamente di circa il 3,5% e di circa il 23% rispetto al 2011.

Divisione Generazione ed Energy Management Italia

Nell'attuale contesto di mercato italiano, caratterizzato nel 2012 da una domanda di energia elettrica in calo e dal notevole incremento della produzione da impianti da fonte rinnovabile non programmabile, la Divisione ha prodotto in Italia 62,8 TWh, pari a circa il 22% del fabbisogno nazionale al netto delle importazioni. Tale produzione è risultata in diminuzione rispetto all'anno precedente (-6,5%) per effetto del ridotto spazio competitivo per gli impianti alimentati a gas e della riduzione della produzione idroelettrica legata alla minore idraulicità del periodo. Tale diminuzione è stata parzialmente compensata dalla competitività del parco a carbone, in particolare grazie al funzionamento a regime dell'impianto di Torrevaldaliga Nord a Civitavecchia.

Inoltre, sono state completate con successo le rinegoziazioni del portafoglio di contratti di fornitura gas di lungo termine, avviate a fronte dello sfavorevole contesto di mercato, con il conseguimento di importanti benefici in termini di prezzo e di riduzione dei volumi di *take or pay*.

Nel 2012, a fronte di 25.237 milioni di euro di ricavi, il margine operativo lordo, pari a 1.271 milioni di euro e in forte contrazione rispetto al 2011, ha risentito del deterioramento del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas in Italia, oltre che dell'effetto di alcune partite non ricorrenti registrate nel precedente esercizio. Durante il 2012 è proseguito il percorso di miglioramento continuo verso l'eccellenza operativa, in particolare nella gestione del parco impianti, attraverso progetti volti ad aumentarne l'efficienza operativa, l'affidabilità e la sicurezza.

Divisione Infrastrutture e Reti Italia

I buoni risultati tecnico-economici della Divisione Infrastrutture e Reti, conseguiti nel 2012, confermano la *leadership* di Enel nel settore della distribuzione di energia con un totale di 31,7 milioni di clienti serviti e 238,2 TWh distribuiti. Nell'anno trascorso la Divisione ha conseguito ricavi per 8.177

milioni di euro e un margine operativo lordo di 4.138 milioni di euro, allineato con il 2011.
Il grande impegno verso l'eccellenza operativa si è tradotto in un ulteriore miglioramento della qualità del servizio, in termini di numero delle interruzioni medie per cliente, con 3,7 interruzioni rispetto alle 3,8 del 2011. La durata cumulata delle interruzioni per cliente si attesta sui 46 minuti medi, rispetto ai 44 del 2011, questo anche a causa degli eventi climatici straordinari registrati nel febbraio 2012.
L'anno trascorso ha visto una forte crescita delle connessioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile: sulla propria rete Enel ne ha allacciati circa 140.000, per un totale di 4.700 MW.
In Italia, il Telegestore, il sistema automatico per la gestione dei contatori elettronici, ha eseguito nel 2012 oltre 7 milioni di operazioni contrattuali e più di 400 milioni di letture da remoto. In Spagna, è proseguita con oltre 2 milioni di unità, l'installazione dei contatori elettronici, con l'obiettivo nei prossimi anni di arrivare a servire circa 13 milioni di clienti.
Nel campo delle *smart grid*, le reti elettriche del futuro, Enel conferma la sua *leadership* europea presiedendo l'Associazione "EDSO (*European Distribution System Operators*) *for Smart Grids*", attraverso la quale definisce i piani di implementazione dei progetti pilota europei e li realizza con il contributo di importanti *partner* del settore. Durante il 2012 sono stati avviati diversi progetti finanziati all'interno del *7th Framework Programme* della Commissione Europea con la partecipazione di EDSO anche come coordinatore. Il progetto Grid4EU, finanziato dalla Commissione Europea, vede Enel coinvolta come coordinatore tecnico. Proseguono inoltre i progetti innovativi in Italia, come quello per le reti intelligenti a Isernia – incentivato dall'AEEG – e i progetti del Piano Operativo Interregionale (POI) per le Regioni del Sud finanziati dal Ministero dello Sviluppo Economico. Nell'ambito *smart city* Enel ha avviato progetti nelle città di Bari e Genova, con finanziamenti comunitari e del Ministero dell'Università e della Ricerca. In ambito internazionale, in Spagna è stata completata la prima fase del progetto per rendere Malaga una *smart city* e in Brasile, a Búzios, è stata inaugurata la prima *smart city* dell'America Latina.
Importante è stato inoltre il contributo allo sviluppo della mobilità elettrica dato dalla firma di diversi accordi nel 2012 con Pubbliche Amministrazioni (Città di Roma e Bari e Regione Emilia-Romagna) e aziende private (Renault, Poste Italiane). Sul territorio nazionale si sono superate le 1.000 infrastrutture Enel di ricarica per veicoli elettrici.
L'area di *business* Illuminazione Pubblica 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* sia in Italia sia in Spagna nel settore dei nuovi sistemi di illuminazione stradale a LED.

Divisione Iberia e America Latina

Nell'anno 2012 la Divisione Iberia e America Latina ha registrato un margine operativo lordo pari a 7.212 milioni di euro, in calo dello 0,5% rispetto al 2011. Questa diminuzione è dovuta all'effetto combinato delle negative misure regolatorie approvate dal Governo spagnolo nel corso del 2012, che hanno comportato una riduzione della remunerazione delle attività regolate, e di un ridotto margine di generazione in Cile, dovuto a sfavorevoli condizioni idrologiche.
Nonostante il contesto economico, energetico e regolatorio avverso, al raggiungimento dei risultati hanno contribuito in modo determinante le sinergie ottenute con il Gruppo e i piani di efficientamento messi in atto dalla Divisione. Queste iniziative hanno permesso di ottenere un totale di 1.307 milioni di euro di risparmio annuali e ricorrenti, superando anche quest'anno gli obiettivi inizialmente fissati.
Durante il 2012, nel mercato spagnolo, la domanda di energia elettrica si è ridotta dell'1,7%; allo stesso tempo la produzione di energia elettrica di Endesa, pari a 77,4 TWh, è cresciuta del 3% gra-

zie a una maggiore generazione da nucleare e carbone importato che ha compensato la minore produzione da carbone nazionale, cicli combinati e idroelettrico.

I ricavi totali dell'anno 2012 in Spagna e Portogallo sono stati pari a 23.367 milioni di euro, in crescita del 3,4% grazie ai maggiori prezzi di vendita. Prosegue inoltre il processo di cartolarizzazione del *deficit* della tariffa elettrica, che nell'anno ha comportato per il Gruppo un'entrata di cassa di 2.674 milioni di euro.

Al contrario di quanto si riscontra in Spagna, la domanda elettrica in America Latina continua a mostrare un'evoluzione positiva nel 2012, in conseguenza di un migliore andamento delle economie della regione. In media, nei cinque Paesi di presenza della Divisione (Cile, Colombia, Argentina, Perù e Brasile), la domanda elettrica è cresciuta del 4,5%, con un picco superiore al 5% in Cile e Perù. La produzione totale è stata di 63,1 TWh.

Il margine operativo lordo conseguito dalla Divisione in questi cinque Paesi è stato di 3.211 milioni di euro, in calo di solo l'1,4% rispetto al 2011, a causa della straordinaria siccità in Cile e della situazione particolare in Argentina. Al contrario, va segnalato il buon andamento dei risultati operativi conseguiti in Colombia e nel settore della distribuzione in tutta la regione.

Con riferimento al mercato dell'America Latina, è importante inoltre segnalare l'approvazione dell'aumento di capitale di Enersis di 5.995 milioni di dollari statunitensi proposta dal Gruppo nell'Assemblea Generale Straordinaria degli azionisti tenutasi a Santiago del Cile il 20 dicembre 2012. A conferma della sua idoneità, l'operazione è stata approvata a larga maggioranza (82% delle azioni). Tale aumento di capitale consentirà di consolidare la posizione del Gruppo, che si confermerà come la principale multinazionale elettrica privata nella regione, oltre a rafforzare in maniera notevole il bilancio di Enersis, mettendola nella condizione di cogliere future fasi di maggior crescita.

Divisione Energie Rinnovabili

Nel 2012, in un contesto complessivo di crescita degli investimenti e della capacità installata nel settore delle energie rinnovabili, Enel Green Power ha confermato la sua posizione di *leadership* a livello globale, rispettando gli impegni comunicati al mercato e previsti nel piano industriale 2012-2016.

La capacità installata è cresciuta organicamente nel corso dell'anno di oltre 900 MW rispetto al 2011, consentendo alla società di raggiungere gli 8 GW totali, mentre la produzione netta di energia elettrica è stata pari a 25,1 TWh, in crescita rispetto al 2011 di 2,6 TWh (+11,7%).

L'aumento di capacità e produzione è stato accompagnato da un incremento dei principali indicatori economici. I ricavi totali si sono attestati a 2.696 milioni di euro, in crescita del 6,2% rispetto al 2011. Il margine operativo lordo del 2012 ha raggiunto 1.681 milioni di euro, in crescita del 6,1% rispetto all'anno precedente. Enel Green Power nel corso del 2012 ha continuato a perseguire la crescita delle attività secondo un mix equilibrato di tutte le principali tecnologie di generazione da fonte rinnovabile, rivolgendosi a quei mercati con maggiori potenzialità in termini di crescita del fabbisogno energetico, elevata disponibilità di risorse naturali e presenza di un contesto socio-politico e regolatorio stabile.

Nel corso dell'anno la Divisione ha incrementato le proprie attività nei mercati emergenti del Centro e Sud America, in particolare Messico, Brasile, Cile e Guatemala. In Messico, Enel Green Power ha rafforzato la sua presenza, grazie all'entrata in esercizio di due parchi eolici (Bii Nee Stipa II e III) per complessivi 144 MW nella regione di Oaxaca, dove si è anche aggiudicata la gara pubblica, bandita dall'ente elettrico del Governo messicano, per la realizzazione di un impianto eolico da 102 MW. In Brasile, sono stati avviati i lavori per la realizzazione di tre parchi eolici nello Stato di Bahia per una capacità complessiva di 90 MW, mentre in Cile è stato avviato il cantiere per lo sviluppo di un campo eolico da 90 MW. Infine, in Guatemala è entrata in esercizio la nuova centrale di Palo Viejo, con una capacità complessiva di 87 MW.

Enel Green Power ha proseguito lo sviluppo anche in Nord America. Nel settore eolico, sono entrati in esercizio i due nuovi impianti di Castle Rock Ridge, in Canada, da 76 MW e di Rocky Ridge negli Stati Uniti, nello Stato dell'Oklahoma, da 150 MW di capacità. Mentre nel mese di maggio sono stati avviati i lavori per la realizzazione, nello Stato dello Utah, di un nuovo impianto geotermico con una capacità installata lorda di 25 MW.

Per quanto riguarda le attività in Europa, i risultati 2012 confermano il consolidamento della presenza di Enel Green Power: in Romania sono entrati in funzione nuovi impianti eolici per circa 230 MW; mentre in Italia, Spagna e Grecia si è aggiunta nuova capacità addizionale fotovoltaica ed eolica per circa 230 MW.

Divisione Internazionale

Nel 2012 la Divisione Internazionale ha registrato ricavi per 8.703 milioni di euro e un margine operativo lordo di 1.650 milioni di euro, con un incremento del 5,8% rispetto all'anno precedente al netto della variazione di perimetro relativa alla cessione della società bulgara Enel Maritza East 3. Migliorano anche i risultati sotto il profilo operativo, con la produzione che si attesta a 65,2 TWh e le vendite *retail* pari a 52,0 TWh, in crescita, rispettivamente, del 4% (sempre al netto della sopracitata variazione di perimetro) e del 12% rispetto al 2011. Tale risultato è stato reso possibile grazie a una efficace gestione operativa degli *asset* e a una ottimizzazione della strategia commerciale unitamente a un accorto presidio delle leve istituzionali e regolatorie. Tale ultimo aspetto ha assunto particolare rilevanza nell'anno che ha visto l'insediamento di nuovi Governi in ciascun Paese del perimetro di riferimento della Divisione Internazionale.

In Slovacchia, Slovenské elektrárne ha conseguito un margine operativo lordo pari a 836 milioni di euro con un incremento del 3% rispetto all'anno precedente. Hanno registrato un ulteriore miglioramento la sicurezza delle *operation* e la disponibilità degli impianti nucleari, che si attesta su livelli di assoluta efficienza rispetto al contesto europeo. Proseguono i lavori di costruzione delle nuove unità 3 e 4 dell'impianto nucleare di Mochovce, per le quali è stato indispensabile tener conto dei nuovi requisiti di sicurezza richiesti dalle autorità e introdotti anche a seguito degli *stress test* realizzati nel post- Fukushima. Una volta entrate in esercizio, le due nuove unità porteranno il livello della produzione *emission free* di Slovenské elektrárne al 93%.

In Russia, nel corso dell'anno, Enel OGK-5 ha ottenuto un margine operativo lordo di 392 milioni di euro, in crescita del 13% rispetto all'anno precedente, grazie alla disponibilità per l'intero anno delle due nuove centrali CCGT entrate in esercizio nel 2011 e alla prosecuzione delle attività di efficientamento operativo degli impianti. Tali iniziative, mirate all'ottimizzazione e razionalizzazione della struttura dei costi e di *staff* connessi alle *operation* d'impianto, rivestono un ruolo chiave nella protezione dei margini in un contesto altamente competitivo. La società di vendita RusEnergoSbyt, nella quale Enel detiene una partecipazione del 49,5%, ha proseguito la propria strategia di diversificazione del portafoglio commerciale, ampliandolo, oltre al cliente principale RZhD (Ferrovie russe), con l'acquisizione di nuovi clienti industriali e l'avvio delle attività in nuove regioni. Il margine operativo lordo per il 2012 relativo alla quota di partecipazione Enel si è attestato a circa 135 milioni di euro.

In Romania, le tre società di distribuzione della Divisione hanno proseguito negli investimenti per la modernizzazione delle reti e il miglioramento della qualità del servizio. In particolare, nel 2012 le azioni pianificate con la collaborazione della Divisione Infrastrutture e Reti hanno consentito una sostanziale riduzione delle perdite di rete, passate dal 13% all'11% circa, molto vicino ai livelli ottimali fissati dal Regolatore. La contestuale *performance* delle società di vendita di energia e la riduzione del *cost-to serve* hanno contribuito al conseguimento di un margine operativo lordo complessivo per tutte le attività in Romania pari a 231 milioni di euro, in crescita del 12,6%.

In Francia, Enel France ha esercitato il proprio diritto di recesso dal progetto di Flamanville 3, conclu-

dendo l'accordo di collaborazione strategica siglato con EDF nel 2007 e recuperando per intero gli acconti versati, pari a 613 milioni di euro, unitamente agli interessi maturati, pari a 45 milioni di euro. In crescita le attività commerciali, con 13,1 TWh di energia elettrica venduti a clienti finali rispetto agli 11,4 TWh del 2011. In Belgio, a marzo 2012, è entrato in esercizio l'impianto CCGT di Marcinelle, per il quale, a seguito dell'esercizio della *put option* da parte di Duferco, Enel detiene il 100% della società.

Funzione Upstream Gas

Il 2012 è stato un anno fondamentale per lo sviluppo delle attività *upstream* del Gruppo, attività che consentono di rendere più sicuro, flessibile e competitivo il portafoglio di forniture di gas Enel, a fronte di un fabbisogno interno di circa 30 miliardi di metri cubi tra Italia, Spagna, Russia e America Latina.
La certificazione delle riserve ha confermato un aumento della quota Enel del 19% rispetto all'anno precedente, per un valore complessivo di riserve certe di circa 917 milioni di barili di olio equivalente e di riserve certe e probabili di 1.490 milioni di barili di olio equivalente.
In Russia, ad aprile, è stata avviata la produzione di idrocarburi, con una quota Enel nell'anno di oltre 300 milioni di metri cubi di gas e 2,3 milioni di barili di olio equivalente. A dicembre è stato inoltre avviato il secondo treno di produzione che ha consentito di raddoppiare la capacità produttiva.
In Algeria, ad agosto, con la presentazione del *Field Development Report,* è stata lanciata la fase di sviluppo del giacimento Ain Tsila (Isarene), dove Enel partecipa con una quota del 18,4%, che si prevede entrerà in produzione alla fine del 2017 con un *plateau* di circa 3,5 miliardi di metri cubi. A settembre, a valle della perforazione del primo dei cinque pozzi esplorativi previsti, è stata annunciata una scoperta di idrocarburi nell'ambito della licenza South East Illizi, cui Enel partecipa con una quota del 13,5%.
In Italia, Enel ha continuato a ampliare il proprio portafoglio attraverso l'individuazione di due nuovi prospetti esplorativi, l'assegnazione di due istanze di permesso di ricerca e la presentazione di due nuove istanze.

Divisione Ingegneria e Ricerca

Nel corso del 2012 la Divisione Ingegneria e Ricerca ha proseguito nella realizzazione e nel riammodernamento di impianti per la produzione di energia elettrica del Gruppo, con particolare attenzione al miglioramento delle *performance* ambientali, e ha avviato progetti di ricerca strategica valorizzando le sinergie all'interno del perimetro del Gruppo.
In Italia, presso la centrale di Brindisi, è stata completata in sole 13 settimane (*Best International Performance*) l'attività di sostituzione dei precipitatori elettrostatici del gruppo 4 con filtri a manica, operazione che garantirà l'abbattimento delle emissioni di polveri dell'80%. Presso il medesimo sito sono in corso le opere di realizzazione di un impianto coperto di stoccaggio carbone e dei relativi sistemi di movimentazione, nonché il rifacimento delle strutture portuali che permetterà il recupero delle acque meteoriche, con una riduzione del consumo delle risorse idriche.
In Belgio è stato avviato l'impianto di Marcinelle (410 MW CCGT), mentre in Sud America è stato fornito supporto a Endesa per il *commissioning* e l'*operation* dell'impianto cileno di Bocamina. In Russia, la centrale Reftinskaya di Enel OGK-5 si conferma un sito importante per le attività della Divisione: è in via di completamento il più grande impianto al mondo di movimentazione e stoccaggio delle ceneri a secco per capacità e lunghezza (DARS) ed è in ultimazione un intervento di ambientalizzazione e *revamping* sul primo dei 10 gruppi della centrale. Questo intervento migliorerà l'efficienza nell'abbattimento delle polveri e degli NOx ed estenderà di ulteriori 20 anni la vita utile dell'unità.
Per quanto riguarda l'Area Nucleare, nel corso dell'anno è stata resa ancora più efficace l'attività di monitoraggio e *reporting* delle prestazioni di sicurezza degli impianti (*Nuclear Safety Oversight* - NSO) e sono state avviate le attività di ingegneria volte a supportare l'implementazione, presso

gli impianti gestiti dal Gruppo, delle misure di miglioramento individuate durante gli *stress test*. In Slovacchia è stato ulteriormente rafforzato il *team* impegnato nella costruzione delle due unità 3 e 4 dell'impianto nucleare di Mochovce, anche attraverso l'inserimento di risorse specialistiche precedentemente impegnate nel progetto Flamanville 3 in Francia, per il quale è stato esercitato il diritto di recesso nel mese di dicembre 2012.

Nell'ambito della ricerca e sviluppo, sfruttando l'esperienza maturata presso l'impianto solare termodinamico a sali fusi "Archimede" (5 MW) di Siracusa, è stata avviata presso il medesimo sito la realizzazione di un circuito di prova per testare nuove miscele di sali e componentistica innovativa.

Le attività di ricerca nell'ambito delle tecnologie solari fotovoltaiche proseguono presso il laboratorio di Catania, mentre nel laboratorio di Livorno continuano i *test* delle principali tecnologie di accumulo dell'energia elettrica e della loro integrazione con le fonti rinnovabili. Infine, nell'ambito del progetto ENCIO, presso l'impianto Enel di Fusina, è stata avviata la realizzazione di una stazione sperimentale unica al mondo per dimensioni e tipologia, che consentirà il *test*, su scala reale, dei componenti e materiali per impianti a carbone del futuro ad alta efficienza (50%).

Previsioni

Il protrarsi della debolezza del contesto macroeconomico in Italia e Spagna si accompagna a segnali di ripresa provenienti dagli Stati Uniti e a robusti fondamentali dai mercati emergenti che potranno fare da traino a una lenta ripresa in Europa.

Il *business* delle fonti rinnovabili mantiene un *outlook* positivo, con un *trend* in crescita costante in molte aree geografiche, unitamente ai mercati latinoamericani e dell'Est Europa, che continuano a crescere in modo significativo, confermando la correttezza della nostra strategia di presenza.

Il Gruppo si concentrerà sul perseguimento della stabilità finanziaria, applicando una strategia che prevede la difesa dei margini nei mercati maturi, secondo un piano di azioni flessibili e modulabili.

Il mantenimento del *focus* sui mercati in crescita, peraltro, vedrà il rafforzamento della presenza del Gruppo sia nei Paesi emergenti sia nel settore delle rinnovabili, seguendo l'evoluzione del *business* che a tendere si gioverà di un contributo sempre più rilevante proprio da questi due settori.

Il percorso di riorganizzazione e di efficientamento interno al Gruppo, la buona generazione dei flussi di cassa e la massimizzazione delle sinergie vanno ad affiancarsi a una rigorosa applicazione del piano di investimenti e a una particolare attenzione al mantenimento del *rating* finanziario.

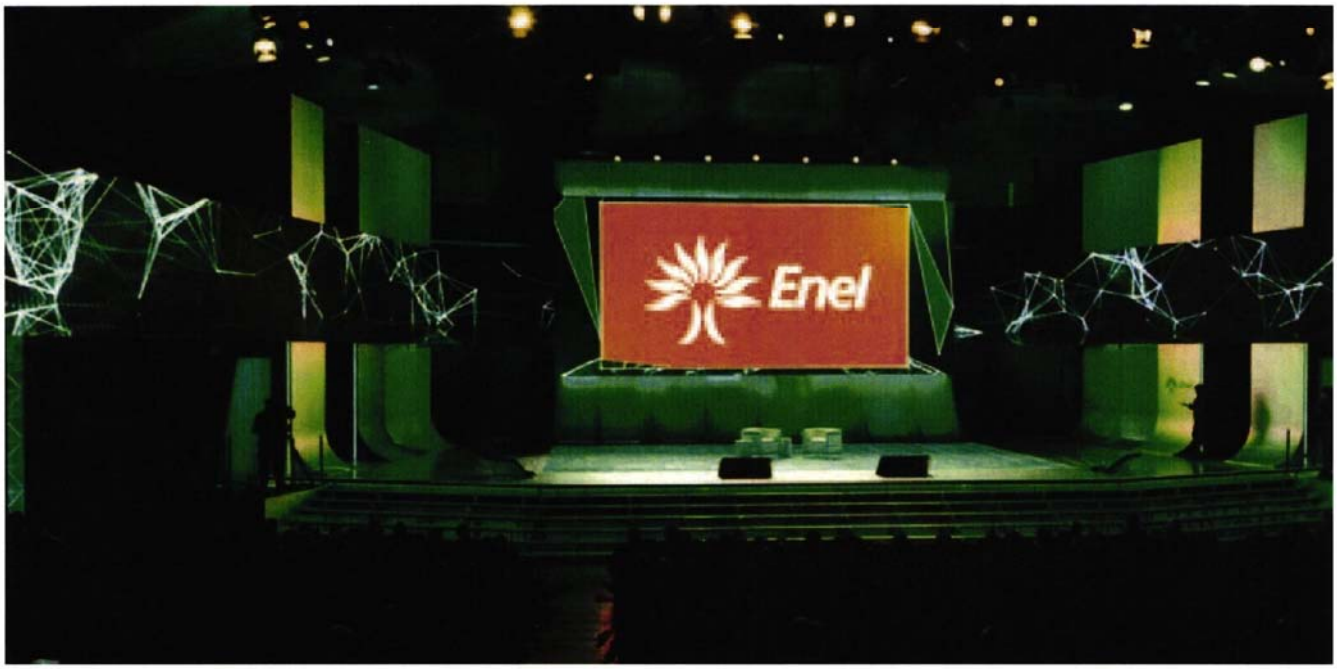
Continuerà inoltre la spinta all'innovazione tecnologica, orientata a rendere sempre più efficiente e ambientalmente sostenibile la generazione dell'energia elettrica e a proporre soluzioni innovative per i nostri clienti, dall'efficienza energetica alle *smart grid*.

Tutti questi elementi, associati alla massima attenzione alla qualità del servizio offerto e al rapporto con le comunità locali mediante una trasparente politica di responsabilità sociale d'impresa, ci consentiranno di assicurare, oggi come in futuro, la creazione di valore per tutti i nostri *stakeholder*.

La scelta di Enel di diversificare geograficamente la propria attività verso economie in crescita, unitamente alla strategia di sviluppo delle energie rinnovabili e a un portafoglio bilanciato di attività regolate e non regolate, consente di fronteggiare efficacemente i possibili effetti sui risultati di Gruppo legati alla citata debolezza economica.

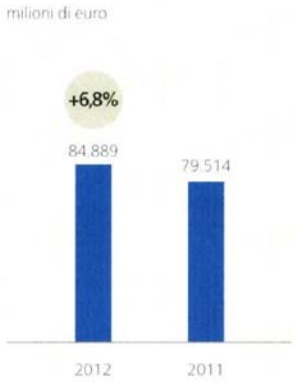
L'Amministratore Delegato
Fulvio Conti

Sintesi dei risultati



Dati economici

Ricavi

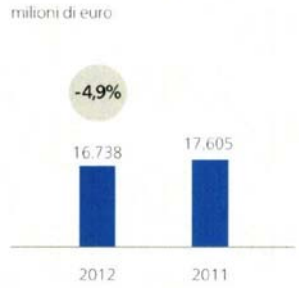


I ***ricavi*** del 2012 sono pari a 84.889 milioni di euro, con un incremento pari a 5.375 milioni di euro (+6,8%) rispetto al 2011. La variazione positiva è da riferire sostanzialmente all'incremento dei ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica all'ingrosso e a clienti finali, ai maggiori ricavi per *trading* di combustibili, nonché ai maggiori ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dal decremento dei ricavi per *trading* di energia elettrica.

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011	
Mercato	18.351	17.731	620	3,5%
Generazione ed Energy Management	25.237	23.144	2.093	9,0%
Infrastrutture e Reti	8.117	7.460	657	8,8%
Iberia e America Latina	34.169	32.647	1.522	4,7%
Internazionale	8.703	7.715	988	12,8%
Energie Rinnovabili	2.696	2.539	157	6,2%
Altro, elisioni e rettifiche	(12.384)	(11.722)	(662)	-5,6%
Totale	**84.889**	**79.514**	**5.375**	**6,8%**

Margine operativo lordo

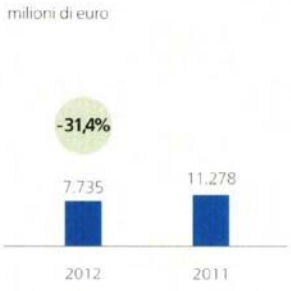


Il ***margine operativo lordo*** del 2012 è pari a 16.738 milioni di euro, in calo del 4,9% rispetto al 2011. Tale decremento è da riferire sostanzialmente alla riduzione del margine di generazione in Italia e alla variazione del perimetro di consolidamento conseguente alle cessioni effettuate nei due esercizi di riferimento (tra cui si ricordano le cessioni di Enel Maritza East 3, Deval ed Endesa Ireland). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal buon andamento delle Divisioni Mercato, Energie Rinnovabili e Internazionale.

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011	
Mercato	689	561	128	22,8%
Generazione ed Energy Management	1.271	2.209	(938)	-42,5%
Infrastrutture e Reti	4.138	4.173	(35)	-0,8%
Iberia e America Latina	7.212	7.251	(39)	-0,5%
Internazionale	1.650	1.642	8	0,5%
Energie Rinnovabili	1.681	1.585	96	6,1%
Altro, elisioni e rettifiche	97	184	(87)	-47,3%
Totale	**16.738**	**17.605**	**(867)**	**-4,9%**

Risultato operativo

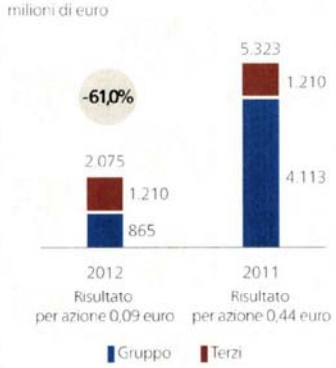


Il ***risultato operativo*** del 2012 ammonta a 7.735 milioni di euro, con un decremento del 31,4% rispetto al 2011 (11.278 milioni di euro), tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 2.676 milioni di euro. Al netto dell'effetto degli *impairment* rilevati nel 2012 sull'avviamento relativo a talune *cash generating unit* - CGU (per complessivi 2.584 milioni di euro), il risultato operativo è in calo di 959 milioni di euro (-8,5%). In particolare, tali *impairment* si riferiscono essenzialmente alla svalutazione di una porzione dell'avviamento allocato alla CGU Endesa-Penisola iberica (2.392 milioni di euro). Infatti, i diversi provvedimenti adottati a più riprese dal Governo spagnolo in materia di energia nel corso di tutto il 2012 (e in particolare nel quarto trimestre) hanno comportato una revisione a ribasso delle stime dei flussi di cassa derivanti dalle attività inerenti alla CGU e riflesse nel piano industriale 2013-2017. Inoltre, la determinazione quantitativa del valore d'uso, preso a riferimento per la valutazione della recuperabilità del valore contabile della CGU, è stata ulteriormente condizionata negativamente dall'incremento del rischio Paese, fattorizzato nel tasso di sconto utilizzato.

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011	
Mercato	183	141	42	29,8%
Generazione ed Energy Management	685	1.617	(932)	-57,6%
Infrastrutture e Reti	3.144	3.259	(115)	-3,5%
Iberia e America Latina	1.657	4.057	(2.400)	-59,2%
Internazionale	978	1.062	(84)	-7,9%
Energie Rinnovabili	1.121	1.080	41	3,8%
Altro, elisioni e rettifiche	(33)	62	(95)	-
Totale	**7.735**	**11.278**	**(3.543)**	**-31,4%**

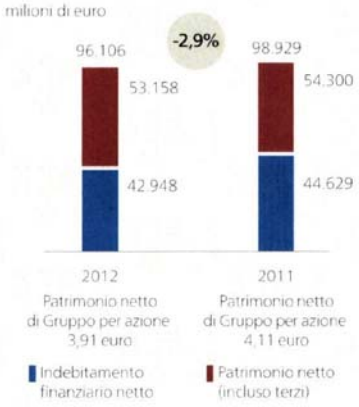
Risultato netto



Il ***risultato netto del Gruppo*** del 2012 ammonta a 865 milioni di euro rispetto ai 4.113 milioni di euro dell'esercizio precedente (-79,0%). In presenza di oneri finanziari netti sostanzialmente invariati, il risultato del Gruppo sconta l'effetto del calo del risultato operativo (precedentemente commentato), solo parzialmente compensato dalla riduzione dell'onere fiscale a carico dell'esercizio. In particolare, le imposte dell'esercizio 2012 presentano un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 57,0% a fronte di un'incidenza del 36,3% nell'esercizio 2011; tale andamento risente sostanzialmente della rilevazione delle citate perdite di valore sugli avviamenti iscritti cui non è associabile un corrispondente beneficio fiscale.

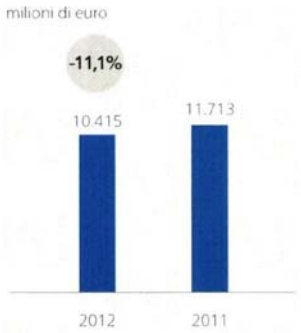
Dati patrimoniali e finanziari

Capitale investito netto e indebitamento finanziario netto



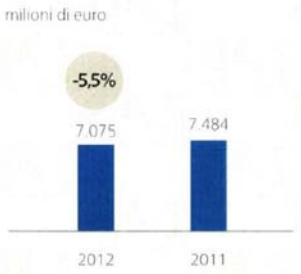
Il ***capitale investito netto***, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 309 milioni di euro, ammonta a 96.106 milioni di euro al 31 dicembre 2012 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 53.158 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 42.948 milioni di euro.
Quest'ultimo, al 31 dicembre 2012, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 0,81 (0,82 al 31 dicembre 2011).

L'***indebitamento finanziario netto*** si attesta a 42.948 milioni di euro, registrando un decremento di 1.681 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.
In particolare, i flussi di cassa generati dalla gestione operativa e dalle cessioni di taluni *asset* non strategici sono stati solo parzialmente assorbiti dagli investimenti effettuati nel periodo e dal pagamento dei dividendi.



Cash flow da attività operativa

Il **cash flow *da attività operativa*** nell'esercizio 2012 è pari a 10.415 milioni di euro, in diminuzione di 1.298 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente. Nel dettaglio, il maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto e il decremento del margine operativo lordo nei due esercizi a confronto sono stati in parte compensati dall'autofinanziamento generato dai maggiori accantonamenti netti ai fondi e dalla variazione delle componenti non monetarie di reddito.



Investimenti

Gli ***investimenti***, pari a 7.075 milioni di euro nel 2012 (di cui 6.436 milioni di euro riferibili a immobili, impianti e macchinari), si riducono di 409 milioni di euro rispetto all'esercizio 2011.

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011	
Mercato	97	90	7	7,8%
Generazione ed Energy Management	403	431	(28)	-6,5%
Infrastrutture e Reti	1.497	1.383	114	8,2%
Iberia e America Latina [1]	2.497	2.491	6	0,2%
Internazionale [2]	1.161	1.450	(289)	-19,9%
Energie Rinnovabili	1.257	1.557	(300)	-19,3%
Altro, elisioni e rettifiche [3]	163	82	81	98,8%
Totale	**7.075**	**7.484**	**(409)**	**-5,5%**

(1) Il dato del 2012 non include 73 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (101 milioni di euro al 31 dicembre 2011).
(2) Il dato del 2011 non includeva 4 milioni 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".

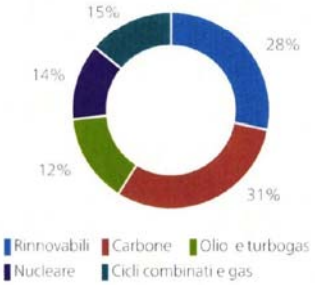
Dati operativi

	Italia	Estero	**Totale**	Italia	Estero	**Totale**
		2012			2011	
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	74,5	221,3	**295,8**	79,0	214,9	**293,9**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	238,2	175,7	**413,9**	246,4	173,1	**419,5**
Energia venduta da Enel (TWh) (1)	102,3	214,5	**316,8**	104,2	207,6	**311,8**
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m³)	4,3	4,4	**8,7**	4,6	3,9	**8,5**
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.) (2)	36.205	37.497	**73.702**	36.842	38.518	**75.360**

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.
(2) Include 37 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2012 (135 unità al 31 dicembre 2011).

L'***energia netta prodotta da Enel*** nel 2012 aumenta di 1,9 TWh (+0,6%), a fronte dell'incremento della produzione realizzata all'estero (+6,4 TWh) e della contrazione della produzione sul territorio italiano (-4,5 TWh). In particolare, l'incremento dell'energia prodotta da fonti alternative (+2,9 TWh), sostanzialmente conseguente all'entrata in esercizio di nuovi impianti eolici, e la maggior generazione da fonte nucleare (+1,9 TWh) sono stati parzialmente compensati dalla riduzione della generazione da fonte termoelettrica (-1,3 TWh) e da fonte idroelettrica (-1,6 TWh).

Energia elettrica netta prodotta per fonte (2012)



L'***energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel*** è pari a 413,9 TWh, con un decremento di 5,6 TWh (-1,3%) che risente del calo rilevato in Italia, solo parzialmente compensato dall'incremento dell'energia trasportata in America Latina a seguito dell'aumento della domanda.

L'***energia venduta da Enel*** registra un aumento di 5,0 TWh (+1,6%) con vendite complessive per 316,8 TWh; l'aumento è sostanzialmente riferibile ai maggiori quantitativi venduti all'estero (+6,9 TWh), parzialmente compensato dalle minori quantità vendute sul territorio italiano (-1,9 TWh) a seguito dell'apertura del mercato.

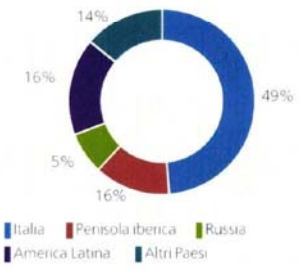
Energia elettrica venduta per area geografica (2012)

Al 31 dicembre 2012 i ***dipendenti*** sono pari a 73.702 unità (75.360 unità a fine 2011). L'organico del Gruppo nel corso del 2012 diminuisce di 1.658 risorse oltre che per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-1.527 risorse), anche per il decremento imputabile alla variazione di perimetro connessa alle cessioni di Endesa Ireland (109 risorse) e Wisco (22 risorse).

	Dipendenti (n.)	
	2012	2011
Mercato	3.674	3.745
Generazione ed Energy Management	6.043	6.277
Infrastrutture e Reti	18.632	18.951
Iberia e America Latina (1)	22.807	22.877
Internazionale (2)	12.652	13.779
Energie Rinnovabili	3.512	3.229
Altro, elisioni e rettifiche (3)	6.382	6.502
Totale	**73.702**	**75.360**

(1) Includeva 113 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011.
(2) Include 37 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2012.
(3) Includeva 22 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011.

Dipendenti per area geografica (al 31 dicembre 2012)



Indicatori di sostenibilità

	2012	2011	2012-2011	
Potenza efficiente netta certificata ISO 14001 (incidenza % sul totale)	**92,6**	91,2	1,4	1,5%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) (1)	**39,9**	39,7	0,2	0,5%
Emissioni specifiche di CO_2 dalla produzione netta complessiva (gCO_2/kWh_{eq}) (1)	**418**	411	7	1,7%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	**42,4**	41,6	0,8	1,9%
Indice di frequenza infortuni	**2,0**	2,4	(0,4)	-16,7%
Indice di gravità infortuni	**0,10**	0,11	(0,01)	-9,1%
Infortuni gravi e mortali Enel (2)	**15**	12	3	25,0%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici (2)	**34**	46	(12)	-26,1%
Ore medie di formazione pro-capite	**44,8**	44,7	0,1	0,2%
Violazione accertate del Codice Etico (3)	**34**	37	(3)	-8,1%

(1) I valori di produzione utilizzati nel calcolo degli indici non coincidono con i valori di energia netta prodotta esposti nel presente bilancio consolidato. Per la metodologia di calcolo, le giustificazioni delle discrepanze e le assunzioni operate si vedano le note riportate nel bilancio di Sostenibilità 2012 e, per meggiori dettagli, nel Rapporto Ambientale 2012.

(2) Per infortunio grave si intende un infortunio con prognosi riservata, non nota o superiore a 30 giorni.

(3) Nel corso del 2012 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2011; per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2011 è stato modificato rispetto al Bilancio di Sostenibilità del precedente esercizio da 33 a 37.

Il *grado di copertura ISO14001* è pari al 31 dicembre 2012 al 92,6% (+1,5%) della potenza efficiente netta complessiva; la variazione positiva riflette le nuove certificazioni di impianti della Divisione Energie Rinnovabili in Europa e America Latina e dell'impianto termoelettrico di Porto Empedocle in Italia.

Nel 2012 il *rendimento del parco termoelettrico* è incrementato di circa lo 0,5% sostanzialmente a seguito dell'entrata in esercizio in Belgio di un ciclo combinato a gas e del maggiore carico produttivo dei due cicli combinati a gas in Russia entrati in esercizio a fine 2011.

L'*incremento della emissione specifica di* CO_2 è dovuto alla maggiore incidenza nel *mix* delle fonti produttive della produzione da combustibili fossili e, in particolare, della produzione da carbone, rilevata sostanzialmente a seguito della minore idraulicità del 2012 rispetto al 2011.

Gli *indici di frequenza* e di *gravità* degli infortuni evidenziano una riduzione rispettivamente del 16,7% e del 9,1% rispetto al 2011, riferibile alle costanti e intense attività di informazione, formazione e sensibilizzazione realizzate in questi ultimi anni nel Gruppo, 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 un incremento del 25% rispetto al 2011; non si sono verificati 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 26,1% rispetto al 2011 grazie al costante rafforzamento degli aspetti di salute e sicurezza sul lavoro in tutte le fasi del processo di appalto.

L'andamento delle *ore di formazione pro capite*, delle *segnalazioni ricevute* e delle *violazioni accertate del Codice Etico* risultano essere sostanzialmente in linea con quelle del 2011.

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 analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai princípi 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".

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 benefíci 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 subíto alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2011

- cessione, in data 24 febbraio 2011, della società Compañia Americana de Multiservicios (CAM), operante in America Latina nel settore dei servizi generali;
- cessione, in data 1° marzo 2011, della società Synapsis IT Soluciones y Servicios (Synapsis), operante in America Latina nel settore dei servizi informatici;
- acquisizione, in data 31 marzo 2011, di un'ulteriore quota del 16,67% del capitale sociale di Sociedad Eólica de Andalucía - SEA, che ha consentito a Enel Green Power España di incrementare la propria interessenza dal 46,67% al 63,34%, assumendone, in qualità di azionista di maggioranza, il pieno controllo e consentendone pertanto il consolidamento integrale;
- perdita del controllo, a partire dal 1° aprile 2011, della società Hydro Dolomiti Enel a seguito del cambio di assetto di *governance* della stessa società, così come previsto negli accordi siglati tra i due soci nel 2008; pertanto, la società non viene più consolidata con il metodo integrale, bensì con metodo proporzionale (ferma restando la quota del 49% del capitale sociale detenuta dal Gruppo Enel nella società sia prima sia dopo il cambio degli assetti di *governance*);
- acquisizione del pieno controllo (da controllo congiunto) delle attività e passività rimaste in capo a Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER), risultanti a seguito del *break-up* della *joint venture* tra Enel Green Power España e il *partner* Gas Natural, in base all'accordo finalizzato in data 30 maggio 2011. A partire dalla data di esecuzione dell'accordo tali *asset* sono pertanto consolidati con il metodo integrale;
- acquisizione, in data 9 giugno 2011, di un'ulteriore quota del 50% in TP - Sociedade Térmica Portuguesa, per effetto del quale il Gruppo ha acquisito il controllo totalitario della società, rispetto alla preesistente situazione di controllo congiunto; a partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale;
- cessione, in data 28 giugno 2011, alla società Contour Global LP dell'intero capitale delle società olandesi Maritza East III Power Holding BV e Maritza O&M Holding Netherland BV. Tali società sono rispettivamente titolari del 73% del capitale della società bulgara Enel Maritza East 3 AD e del 73% del capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria AD;
- cessione, in data 30 novembre 2011, del 51% del capitale di Deval e Vallenergie a Compagnia Valdostana delle Acque, società della Regione Valle d'Aosta, già titolare del restante 49% del capitale delle stesse società;
- acquisizione, in data 1° dicembre 2011, del 33,33% di SF Energy, società operante nella generazione idroelettrica, mediante conferimento in natura e per cassa effettuato da Enel Produzione. Per effetto del conferimento il Gruppo ha acquisito il controllo congiunto (con consolidamento proporzionale) su tale società, assieme agli altri due soci che partecipano all'investimento;
- acquisizione, in data 1° dicembre 2011, del 50% di Sviluppo Nucleare Italia, società nella quale il Gruppo già deteneva una quota azionaria del 50% che le permetteva di esercitare sulla stessa il controllo congiunto assieme a Electricité de France; a partire da tale data la società è consolidata con il metodo integrale.

2012

- acquisizione, in data 13 gennaio 2012, dell'ulteriore 49% di Rocky Ridge Wind Project, società già controllata (e consolidata integralmente) in virtù del possesso del 51% delle quote;
- acquisizione, in data 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 Nayaa, 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.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2011-2010	
Totale ricavi	**84.889**	79.514	5.375	6,8%
Totale costi	**68.189**	62.181	6.008	9,7%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	**38**	272	(234)	-86,0%
MARGINE OPERATIVO LORDO	**16.738**	17.605	**(867)**	**-4,9%**
Ammortamenti e perdite di valore	**9.003**	6.327	2.676	42,3%
RISULTATO OPERATIVO	**7.735**	11.278	**(3.543)**	**-31,4%**
Proventi finanziari	**2.272**	2.693	(421)	-15,6%
Oneri finanziari	**5.275**	5.717	(442)	-7,7%
Totale proventi/(oneri) finanziari	**(3.003)**	(3.024)	**21**	**0,7%**
Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**88**	**96**	**(8)**	**-8,3%**
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	**4.820**	8.350	**(3.530)**	**-42,3%**
Imposte	**2.745**	3.027	(282)	-9,3%
RISULTATO DELLE *CONTINUING OPERATIONS*	**2.075**	5.323	**(3.248)**	**-61,0%**
RISULTATO DELLE *DISCONTINUED OPERATIONS*	**-**	-	-	-
RISULTATO NETTO (Gruppo e terzi)	**2.075**	5.323	**(3.248)**	**-61,0%**
Quota di interessenza del Gruppo	**865**	4.113	(3.248)	-79,0%
Quota di interessenza dei terzi	**1.210**	1.210	-	-

Ricavi

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	**71.322**	68.308	3.014
Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	**4.402**	3.624	778
Plusvalenze da cessione di attività	**6**	71	(65)
Rimisurazione a *fair value* a seguito di modifiche nel controllo	**16**	358	(342)
Altri servizi, vendite e proventi diversi	**9.143**	7.153	1.990
Totale	**84.889**	**79.514**	**5.375**

Nel 2012 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 71.322 milioni di euro, in crescita di 3.014 milioni di euro rispetto al 2011 (+4,4%). Tale incremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

- incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 1.203 milioni di euro, da riferire ai maggiori ricavi conseguiti sui mercati liberi (pari a 859 milioni di euro) e sui mercati regolati (pari a 344 milioni di euro). In particolare, tale incremento riflette le maggiori quantità vendute, associate a un incremento dei prezzi medi di vendita in Europa centro-orientale e America Latina, i cui effetti risultano parzialmente compensati da una riduzione delle vendite negli altri Paesi in cui il Gruppo opera;
- incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 1.994 milioni di euro, principalmente connesso ai maggiori volumi di energia venduta;
- incremento dei ricavi da trasporto di energia elettrica per 538 milioni di euro, riferibile essenzialmente ai maggiori ricavi relativi al trasporto di energia ai clienti finali del Gruppo (719 milioni di euro), parzialmente compensati dai minori proventi derivanti dal trasporto di energia per conto di altri operatori (181 milioni di euro);
- maggiori ricavi per contributi ricevuti dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico e dagli altri organismi assimilati per 223 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alle attività di generazione nell'area extrapeninsulare spagnola;
- diminuzione dei ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 943 milioni di euro, a fronte dei minori volumi intermediati.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** risultano in crescita di 778 milioni di euro (+21,5%) rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento risente essenzialmente sia dell'incremento delle quantità vendute, sia dell'aumento dei prezzi medi di vendita dovuto al cambiamento dello scenario energetico internazionale e alla rivisitazione di alcune componenti tariffarie.

Le **plusvalenze da cessione di attività** sono pari nel 2012 a 6 milioni di euro e accolgono i proventi derivanti da talune cessioni minori. Nel 2011 la voce accoglieva principalmente il provento derivante dalla cessione di Enel Unión Fenosa Renovables (44 milioni di euro), di Deval e Vallenergie (21 milioni di euro), della società spagnola Explotaciones Eólicas de Aldehuelas (18 milioni di euro), di CAM e Synapsis (15 milioni di euro), delle società Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo (12 milioni di euro), nonché la plusvalenza derivante dalla cessione della quota degli *asset* costituenti il ramo di azienda che ha portato all'acquisizione della società San Floriano Energy (15 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'adeguamento del prezzo (pari complessivamente a circa 54 milioni di euro) previsto nell'ambito dell'operazione di cessione delle reti elettriche di alta tensione spagnole e dell'80% del capitale della società Nubia 2000 effettuata nel 2010.

I proventi da **rimisurazione a *fair value* a seguito di modifiche nel controllo** ammontano a 16 milioni di euro nel 2012 e si riferiscono per 11 milioni di euro a Trade Wind Energy, per 4 milioni di euro a Sociedad Eólica Los Lances e per 1 milione di euro a Enel Stoccaggi. In tutti e tre i 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. Nell'esercizio 2011 tali proventi erano riferiti all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo (i) residue dopo la perdita del controllo di Hydro Dolomiti Enel avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di *governance* della società (237 milioni di euro); (ii) già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Enel Unión Fenosa Renovables (76 milioni di euro), di Sociedad Eólica de Andalucía (23 milioni di euro) e di TP - Sociedade Térmica Portuguesa (22 milioni di euro).

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel 2012 a 9.143 milioni di euro (7.153 milioni di euro nel 2011), evidenziando un aumento di 1.990 milioni di euro (+27,8%) rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è da collegare essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- maggiori vendite di combustibili per *trading* per 905 milioni di euro, comprensivi dei ricavi per il servizio di *shipping*, sostanzialmente connesse ai maggiori volumi intermediati in Italia;
- incremento dei ricavi per vendita di altri beni per 390 milioni di euro, dovuto principalmente alle maggiori vendite dei diritti di emissione di CO_2, di certificati verdi e di moduli fotovoltaici;
- riconoscimento da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana (delibera n. 157/12) del diritto al rimborso degli oneri sostenuti dal Gruppo a seguito della soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE), avvenuta a partire dal 1° gennaio 2000, per 615 milioni di euro;
- maggiori contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico per i titoli di efficienza energetica per 63 milioni di euro.

Costi

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Acquisto di energia elettrica	**30.080**	29.045	1.035
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	**8.546**	7.879	667
Combustibili per *trading* e gas per vendite ai clienti finali	**4.840**	3.722	1.118
Materiali	**2.778**	2.400	378
Costo del personale	**4.860**	4.296	564
Servizi e godimento beni di terzi	**15.624**	14.295	1.329
Altri costi operativi	**3.208**	2.255	953
Costi capitalizzati	**(1.747)**	(1.711)	(36)
Totale	**68.189**	**62.181**	**6.008**

I costi per **acquisto di energia elettrica**, pari a 30.080 milioni di euro, si incrementano nel 2012 di 1.035 milioni di euro (+3,6%). Tale crescita è riferibile all'effetto combinato dei maggiori costi per acquisto di energia elettrica sulle Borse dell'energia elettrica e da controparti *over the counter* per 828 milioni di euro e dell'incremento di costi per acquisti di energia elettrica effettuati mediante contratti bilaterali per 207 milioni di euro.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel 2012 sono pari a 8.546 milioni di euro, in aumento di 667 milioni di euro rispetto ai valori dell'esercizio precedente (+8,5%). L'incremento risente sia delle maggiori quantità di carbone acquistate dalle società di generazione (in coerenza con il *mix* produttivo utlizzato nella generazione termoelettrica), sia dei maggiori costi per consumo di gas valorizzato a prezzi medi ponderati più elevati.

I costi per l'acquisto di **combustibili per *trading* e gas per vendite ai clienti finali** si attestano a 4.840 milioni di euro, in aumento di 1.118 milioni di euro (+30,0%) rispetto all'esercizio 2011. 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 2.778 milioni di euro nel 2012, sono in crescita di 378 milioni di euro rispetto all'esercizio 2011 principalmente per effetto dell'incremento dei costi di approvvigionamento di titoli di efficienza ambientale (tra cui EUAs e CERs).

Il **costo del personale** nel 2012 è pari a 4.860 milioni di euro, in aumento di 564 milioni di euro (+13,1%) rispetto al precedente esercizio. Tale andamento risente essenzialmente delle variazioni positive di stima rilevate nel 2011 sugli oneri registrati negli esercizi precedenti a fronte del piano di esodo incentivato, poi conclusosi al 31 dicembre 2011.
Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2012 è pari a 73.702 dipendenti (75.360 al 31 dicembre 2011), di cui circa il 51% impegnato nelle società del Gruppo con sede all'estero.
L'organico del Gruppo nel corso del 2012 diminuisce di 1.658 risorse oltre che per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-1.527 risorse), anche per il decremento imputabile alla variazione di perimetro connessa alle cessioni di Endesa Ireland (109 risorse) e Wisco (22 risorse). Allo stato attuale risulta classificata nel perimetro posseduto per la vendita la società belga Marcinelle Energie (37 risorse).
La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2011 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2011	**75.360**
Variazioni di perimetro	(131)
Assunzioni	2.708
Cessazioni	(4.235)
Consistenza al 31 dicembre 2012 (1)	**73.702**

(1) Include 37 unità riferibili al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita" (135 unità al 31 dicembre 2011).

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel 2012 ammontano a 15.624 milioni di euro, in crescita di 1.329 milioni di euro (+9,3%) rispetto all'esercizio 2011. Tale andamento è sostanzialmente correlato ai maggiori costi per vettoriamenti passivi di energia elettrica (1.117 milioni

di euro) conseguenti all'aumento delle tariffe di trasporto (prevalentemente riferite alla TUR in Spagna) e all'aumento degli altri costi per servizi (212 milioni di euro), dovuto in parte ai maggiori corrispettivi accessori alle vendita di energia, tra cui il diritto di utilizzo di capacità di trasporto.

Gli **altri costi operativi** nell'esercizio 2012 ammontano a 3.208 milioni di euro, in aumento di 953 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+42,3%). In particolare, l'incremento si riferisce principalmente ai maggiori costi per acquisto di certificati verdi (333 milioni di euro) e ai maggiori accantonamenti ai fondi rischi e oneri (421 milioni di euro).

Nell'esercizio 2012 i **costi capitalizzati** ammontano a 1.747 milioni di euro (1.711 milioni di euro nel 2011) e non presentano variazioni significative rispetto all'esercizio precedente.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity*** sono positivi per 38 milioni di euro nel 2012 (272 milioni di euro nell'esercizio precedente). In particolare, il risultato del 2012 si riferisce per 219 milioni di euro ai proventi netti realizzati nell'esercizio (160 milioni di euro nel 2011) e agli oneri netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine esercizio per 181 milioni di euro (112 milioni di euro di proventi netti nel 2011).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** sono pari a 9.003 milioni di euro, in crescita di 2.676 milioni di euro (+42,3%). Tale incremento è riferibile a maggiori perdite di valore su attività, al netto di eventuali ripristini, per 2.281 milioni di euro, a maggiori ammortamenti per 326 milioni di euro (sostanzialmente da riferire all'entrata in esercizio di alcuni nuovi impianti di generazione da fonti rinnovabili), nonché ai maggiori adeguamenti netti sul valore di crediti commerciali per 69 milioni di euro.
In particolare, nell'esercizio 2012 sono state rilevate perdite di valore su attività, al netto di eventuali ripristini, per 2.819 milioni di euro (538 milioni di euro nell'esercizio 2011) che si riferiscono sostanzialmente all'*impairment* sugli avviamenti iscritti sulle *cash generating unit* (CGU) Endesa-Penisola iberica (per 2.392 milioni di euro), Enel OGK-5 (per 112 milioni di euro) ed Endesa Ireland (per 67 milioni di euro), oggetto di cessione alla fine del 2012, nonché all'adeguamento al loro presumibile valore di realizzo delle attività nette riferite a Marcinelle Energie (per 145 milioni di euro), tenuto conto dello stato delle trattative in corso per la loro cessione. La voce includeva nel 2011 gli *impairment* rilevati sul valore delle reti di distribuzione elettrica in Argentina (pari a 153 milioni di euro) e sull'avviamento allocato alle CGU Endesa Ireland, Enel Green Power Hellas e Marcinelle Energie (per complessivi 201 milioni di euro).

Il **risultato operativo** dell'esercizio 2012 si attesta a 7.735 milioni di euro, in diminuzione di 3.543 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (-31,4%), tenuto conto dei maggiori ammortamenti e perdite di valore commentate precedentemente.

Gli **oneri finanziari netti** nell'esercizio 2012 sono pari a 3.003 milioni di euro e rimangono sostanzialmente invariati rispetto all'esercizio precedente (3.024 milioni di euro). In particolare, l'effetto correlato all'andamento dei tassi di interesse e dei tassi di cambio (al netto delle relative coperture effettuate) è stato parimenti compensato dalla rilevazione, nei primi mesi del 2012, del provento correlato alla cessione della partecipazione posseduta in Terna (185 milioni di euro) e dagli effetti derivanti dal minore indebitamento finanziario netto medio registrato nel 2012.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nell'esercizio 2012 è positiva per complessivi 88 milioni di euro, in diminuzione di 8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Le **imposte** dell'esercizio 2012 ammontano a 2.745 milioni di euro (3.027 milioni di euro nel 2011), con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 57,0% a fronte di un'incidenza del 36,3% nell'esercizio 2011. In particolare, l'incidenza sul risultato riferita all'esercizio 2012 risente della rilevazione delle citate perdite di valore sugli avviamenti iscritti cui non è associabile un corrispondente beneficio fiscale e dell'adeguamento della fiscalità differita delle società cilene e slovacche a seguito dell'incremento dell'aliquota fiscale nei due Paesi a decorrere dal 1° gennaio 2013. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione del beneficio fiscale rilevato dalle società italiane relativamente al rimborso Ires e "Robin Hood Tax", previsto dal decreto legge n. 16/2012, per il riconoscimento della deduzione della porzione di imposta Irap relativa alle spese per il personale dipendente. Nel 2011 l'incidenza delle imposte sul risultato del periodo risentiva essenzialmente dell'effetto di una sentenza favorevole relativamente a un contenzioso fiscale in Spagna.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	103.319	101.544	1.775
- avviamento	15.963	18.342	(2.379)
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.115	1.085	30
- altre attività/(passività) non correnti nette	(865)	(359)	(506)
Totale	**119.532**	**120.612**	**(1.080)**
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	11.719	11.570	149
- rimanenze	3.338	3.148	190
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(2.435)	(1.823)	(612)
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.295)	(5.524)	229
- debiti commerciali	(13.903)	(12.931)	(972)
Totale	**(6.576)**	**(5.560)**	**(1.016)**
Capitale investito lordo	**112.956**	**115.052**	**(2.096)**
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.063)	(3.000)	(63)
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(14.096)	(13.446)	(650)
Totale	**(17.159)**	**(16.446)**	**(713)**
Attività nette possedute per la vendita	**309**	**323**	**(14)**
Capitale investito netto	**96.106**	**98.929**	**(2.823)**
Patrimonio netto complessivo	**53.158**	**54.300**	**(1.142)**
Indebitamento finanziario netto	**42.948**	**44.629**	**(1.681)**

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 dicembre 2012 a 103.319 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 1.775 milioni di euro. Tale aumento è originato essenzialmente dagli investimenti del periodo (7.075 milioni di euro), dalla variazione positiva del perimetro di consolidamento (236 milioni di euro) e dagli effetti positivi delle differenze cambio (258 milioni di euro), al netto degli ammortamenti e delle perdite di valore (5.831 milioni di euro) e della riclassifica ad "Attività possedute per la vendita" degli *asset* relativi a Marcinelle Energie (362 milioni di euro).

L'*avviamento*, pari a 15.963 milioni di euro, presenta un decremento di 2.379 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011. Tale variazione riflette principalmente le perdite di valore rilevate su alcune CGU (per complessivi 2.517 milioni di euro, di cui 2.392 milioni di euro riferiti alla CGU Endesa-Penisola iberica e 112 milioni di euro relativi alla CGU Enel OGK-5), la rilevazione del *goodwill* connesso all'acquisizione del controllo di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili (112 milioni di euro, sostanzialmente riferibile a talune acquisizioni in Messico e Grecia), nonché gli effetti complessivamente positivi (28 milioni di euro) derivanti dall'adeguamento al cambio corrente degli avviamenti espressi in valute diverse dell'euro.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 1.115 milioni di euro e non presentano variazioni significative rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente.

Le *altre passività non correnti nette* al 31 dicembre 2012 sono pari a 865 milioni di euro, in aumento di 506 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.
La variazione dell'esercizio è dovuta essenzialmente al decremento delle altre partecipazioni in ragione sia della cessione avvenuta nei primi mesi del 2012 della partecipazione in Terna, sia della riduzione nel *fair value* delle interessenze detenute nelle società Echelon e Bayan Resources, nonché

alla variazione di *fair value* degli strumenti finanziari derivati. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dall'incremento dei crediti tributari che includono la rilevazione del credito relativo al rimborso Ires e "Robin Hood Tax" per mancata deduzione dell'Irap relativa alle spese per il personale stabilita dal decreto legge n. 16/2012, dall'aumento delle altre attività non correnti riferito agli altri crediti a lungo termine la cui variazione è prevalentemente riconducibile agli acconti versati ai fornitori di gas in virtù delle clausole di *take or pay* previste nei contratti pluriennali nonché alle somme anticipate in relazione alle attività di esplorazione in Algeria dell'*upstream gas*.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 6.576 milioni di euro al 31 dicembre 2012, con un decremento di 1.016 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011. La variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

- incremento dei *crediti commerciali*, pari a 149 milioni di euro, sostanzialmente correlabile all'andamento delle vendite;
- crescita delle *rimanenze*, pari a 190 milioni di euro, prevalentemente riferibile alle giacenze di gas e di carbone;
- decremento dei *crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati*, pari a 612 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 229 milioni di euro. Tale ultima variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
  - incremento di 324 milioni di euro dei crediti netti per imposte sul reddito; tale andamento è sostanzialmente correlabile ai pagamenti di imposte sul reddito per 2.929 milioni di euro, parzialmente compensati dalla rilevazione delle imposte correnti (al netto delle rettifiche degli esercizi precedenti), pari a 2.579 milioni di euro;
  - maggiori attività correnti nette per 78 milioni di euro, sostanzialmente da riferire ai maggiori crediti tributari netti diversi dalle imposte correnti sul reddito per 307 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, in parte compensati dall'incremento dei debiti per acquisto di partecipazioni, relativi ad alcune acquisizioni effettuate in Messico, e dalla variazione dei ratei e risconti passivi e dei debiti diversi per complessivi 229 milioni di euro;
  - maggiori passività finanziarie correnti nette per 173 milioni di euro, da riferire alla variazione negativa, per 85 milioni di euro, del *fair value* su strumenti derivati correnti netti, nonché all'incremento dei debiti e ratei per interessi sui finanziamenti;
- aumento dei *debiti commerciali*, pari a 972 milioni di euro, in parte correlato all'aumento del debito verso il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per la componente A3 destinata all'incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia e in parte correlato all'attività commerciale in Spagna e America Latina.

I **fondi diversi**, pari a 17.159 milioni di euro, sono in aumento di 713 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da ricondurre ai seguenti fattori:

- aumento della passività per imposte differite nette di 59 milioni di euro, che include le differenze cambio relative alle passività nette delle società aventi valuta diversa dall'euro nonché l'adeguamento della fiscalità differita netta a seguito dell'incremento dell'aliquota fiscale in Cile e Slovacchia a partire dal 1° gennaio 2013;
- incremento dei fondi rischi e oneri per 591 milioni di euro, sostanzialmente a seguito delle modifiche intervenute nella legislazione spagnola (legge n. 15/2012) che ha rivisto la modalità di calcolo degli oneri di *decommissioning* degli impianti nucleari e introdotto nuovi oneri relativamente allo smaltimento delle scorie nucleari e del combustibile esausto;
- incremento del fondo TFR e degli altri benefici relativi al personale per 63 milioni di euro.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 309 milioni di euro al 31 dicembre 2012 (323 milioni di euro al 31 dicembre 2011), includono le attività nette delle società Marcinelle Energie e Medgaz che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce. Nell'esercizio 2011 la voce ricomprendeva sostanzialmente le attività di Endesa Ireland, la cui cessione è stata perfezionata in data 9 ottobre 2012.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012 è pari a 96.106 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 53.158 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 42.948 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2012, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,81 (0,82 al 31 dicembre 2011).

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 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	13.282	9.918	3.364
- obbligazioni e *preference share*	41.509	37.641	3.868
- debiti verso altri finanziatori	1.168	1.144	24
Indebitamento a lungo termine	*55.959*	*48.703*	*7.256*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.576)	(3.576)	-
Indebitamento netto a lungo temine	**52.383**	**45.127**	**7.256**
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	714	6.894	(6.180)
- altri finanziamenti a breve verso banche	283	888	(605)
Indebitamento bancario a breve termine	*997*	*7.782*	*(6.785)*
Obbligazioni (quota a breve)	3.115	2.473	642
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	228	305	(77)
Commercial paper	2.914	3.204	(290)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	691	650	41
Altri debiti finanziari a breve termine	82	57	25
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*7.030*	*6.689*	*341*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(5.318)	(5.632)	314
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	(288)	(370)	82
Crediti finanziari - *cash collateral*	(1.402)	(1.076)	(326)
Altri crediti finanziari a breve termine	(521)	(824)	303
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(9.933)	(7.067)	(2.866)
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(17.462)*	*(14.969)*	*(2.493)*
Indebitamento netto a breve termine	**(9.435)**	**(498)**	**(8.937)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**42.948**	**44.629**	**(1.681)**
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	**(10)**	**(1)**	**(9)**

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 42.948 milioni di euro al 31 dicembre 2012, diminuisce di 1.681 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011: l'incremento di 7.256 milioni di euro dell'**indebitamento netto a lungo termine** è stato più che compensato dalla riduzione dell'indebitamento netto a breve termine per 8.937 milioni di euro.

In particolare, i *finanziamenti bancari* a lungo termine, pari a 13.282 milioni di euro, evidenziano un incremento (3.364 milioni di euro) principalmente dovuto all'utilizzo di linee di *term loan facility agreement* per 3.550 milioni di euro da parte di Enel Finance International, all'accensione da parte di Enel Distribuzione ed Enel Green Power di finanziamenti BEI per un valore complessivo pari a 1.020 milioni di euro e a nuovi finanziamenti accesi da Endesa per 830 milioni di euro. Tali effetti sono parzialmente compensati dai rimborsi inerenti alla linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro a cinque anni stipulata nel mese di aprile 2010 da Enel SpA ed Enel Finance International per 1.000 milioni di euro e al rimborso anticipato della *Credit Facility* del 2009 per 1.358 milioni di euro, in scadenza nel 2014.

Le *obbligazioni e preference share*, pari a 41.509 milioni di euro, aumentano di 3.868 milioni di euro rispetto a fine 2011 principalmente per effetto delle emissioni

effettuate nel corso del 2012, di cui:

- emissione di un prestito obbligazionario *retail* da parte di Enel SpA per un totale di 3.000 milioni di euro strutturato nelle seguenti *tranche*:
  - 2.500 milioni di euro a tasso fisso 4,875% con scadenza 20 febbraio 2018;
  - 500 milioni di euro a tasso variabile con scadenza 20 febbraio 2018.
- emissioni di *private placement* da parte di Enel Finance International per 550 milioni di euro;
- emissione di un prestito obbligazionario destinato a investitori istituzionali da parte di Enel Finance International per un valore pari a 1.000 milioni di euro, a tasso fisso 4,875% con scadenza 11 marzo 2020;
- emissione di un prestito obbligazionario destinato a investitori istituzionali da parte di Enel Finance International per un totale di 2.000 milioni di euro strutturato nelle seguenti *tranche*:
  - 1.000 milioni di euro a tasso fisso 4,875% con scadenza 17 aprile 2023;
  - 1.000 milioni di euro a tasso fisso 3,625% con scadenza 17 aprile 2018;
- emissione di un prestito obbligazionario denominato in franchi svizzeri e destinato a investitori istituzionali da parte di Enel Finance International per un controvalore (al cambio di emissione) pari a circa 290 milioni di euro, a tasso fisso 2,75% con scadenza 17 dicembre 2018.

Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riclassifica nella parte a breve delle quote correnti riferite a un prestito obbligazionario emesso da Enel SpA nel 2003 pari a 750 milioni di euro, a un prestito obbligazionario in dollari statunitensi emesso nel 2007 da Enel Finance International pari a circa 750 milioni di euro, a prestiti obbligazionari emessi nel 2003 da International Endesa pari a 700 milioni euro e alle *preference share* emesse da Endesa per 181 milioni di euro.

L'**indebitamento netto a breve termine** evidenzia una posizione creditoria di 9.435 milioni di euro al 31 dicembre 2012 e si riduce di 8.937 milioni di euro rispetto a fine 2011, quale risultante di un decremento dei debiti bancari a breve termine per 6.785 milioni di euro connesso essenzialmente alla diminuzione della quota a breve di linee di credito e finanziamenti bancari per un valore pari a circa 6.180 milioni di euro, delle maggiori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 2.493 milioni di euro, parzialmente compensate dell'aumento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 341 milioni di euro.

Si evidenzia, inoltre, che le *commercial paper* includono le emissioni effettuate in capo a Enel Finance International, Endesa Latinoamérica ed Endesa Capital per complessivi 2.914 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 1.402 milioni di euro, mentre il valore dai *cash collateral* incassati dalle stesse controparti è pari a 691 milioni di euro. Le *disponibilità e crediti finanziari a breve termine*, pari a 17.462 milioni di euro, aumentano di 2.493 milioni di euro rispetto a fine 2011, principalmente grazie all'incremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 2.866 milioni di euro.

Tra le operazioni rilevanti effettuate nel corso del 2012 si evidenzia la stipula in data 20 febbraio 2012 da parte di Enel Finance International (con garanzia di Enel SpA) di un *Term Loan Facility* per 3.200 milioni di euro, di durata pari a cinque anni dalla data del primo utilizzo, e la stipula in data 17 settembre 2012 da parte di Enel SpA di una nuova linea di credito *revolving* per un ammontare pari a 1.000 milioni di euro. Inoltre, si evidenzia la rinegoziazione da parte di Enel SpA della linea di credito *committed* per un importo pari a 500 milioni di euro con scadenza 14 luglio 2014.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio [1]	**7.072**	**5.342**	**1.730**
Cash flow da attività operativa	**10.415**	11.713	(1.298)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	**(6.588)**	(7.400)	812
Cash flow da attività di finanziamento	**(995)**	(2.509)	1.514
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	**29**	(74)	103
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio [2]	**9.933**	**7.072**	**2.861**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.015 milioni di euro al 1° gennaio 2012 (5.164 milioni di euro al 1° gennaio 2011), "Titoli a breve" pari a 52 milioni di euro al 1° gennaio 2012 (95 milioni di euro al 1° gennaio 2011) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 5 milioni di euro al 1° gennaio 2012 (83 milioni di euro al 1° gennaio 2011).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.891 milioni di euro al 31 dicembre 2012 (7.015 milioni di euro al 31 dicembre 2011), "Titoli a breve" pari a 42 milioni di euro al 31 dicembre 2012 (52 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 0 milioni di euro al 31 dicembre 2012 (5 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Il *cash flow da attività operativa* nell'esercizio 2012 è pari a 10.415 milioni di euro, in diminuzione di 1.298 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente. In particolare, il maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto e il decremento del margine operativo lordo nei due esercizi a confronto sono stati in parte compensati dall'autofinanziamento generato dai maggiori accantonamenti netti ai fondi e dalla variazione delle componenti non monetarie di reddito.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* nell'esercizio 2012 ha assorbito liquidità per 6.588 milioni di euro contro i 7.400 milioni di euro nel 2011.
Il fabbisogno connesso agli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 7.149 milioni di euro, si riduce di 440 milioni di euro, mentre la cassa assorbita dagli investimenti in imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammonta a 182 milioni di euro, in aumento di 29 milioni di euro. In particolare, gli investimenti in imprese e rami di imprese nel periodo si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione del 100% di Stipa Nayaa (120 milioni di euro), società messicana operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica, nonché ad altre acquisizioni minori e ad acconti versati su acquisti futuri di partecipazioni. Gli investimenti in imprese dell'esercizio 2011, anch'essi espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, includevano essenzialmente l'acquisizione di ulteriori quote di interessenza in Ampla Energia e Serviços (85 milioni di euro), società brasiliana già controllata dal Gruppo, e di ulteriori quote in Sociedad Eólica de Andalucía e Sociedade Térmica Portuguesa (48 milioni di euro) che hanno consentito di acquisire il pieno controllo delle stesse.
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 388 milioni di euro (in aumento di 223 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente) riferito alle cessioni delle partecipazioni detenute in Parque Eólico de Malpica, in Wisco e nella società Dicogexsa operante nel settore del gas in Spagna (per complessivi 42 milioni di euro), oltre che alla cessione dell'intero capitale sociale della società Endesa Ireland (346 milioni di euro), già classificata alla fine del 2011 tra le "Attività possedute per la vendita".
La stessa voce includeva nel 2011 il flusso di cassa generato dalle cessioni di CAM e Synapsis in America Latina, dalla cessione di Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo, dalla cessione del 51% del capitale di Deval e Vallenergie, nonché dalla cessione della società spagnola Explotaciones Eólicas de Aldehuelas.
Il flusso di cassa generato dalle altre attività di investimento/disinvestimento, pari a 355 milioni di euro, è correlato all'incasso del prezzo di cessione della partecipazione in Terna (281 milioni di euro) e nelle società spagnole Euskaltel e Gas de Extremadura Transportista (per complessivi 37 milioni di euro), e ai disinvestimenti effettuati del periodo per complessivi 183 milioni di euro, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal fabbisogno connesso all'acquisto di una quota di minoranza di Chisholm View e Prairie Rose (108 milioni di euro) e all'acquisizione del portafoglio clienti gas dell'area metropolitana di Madrid (38 milioni di euro).

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito liquidità per complessivi 995 milioni di euro rispetto ai 2.509 milioni di euro dell'esercizio precedente. Tale variazione risente essenzialmente del diverso ammontare dei dividendi pagati.

L'apporto del *cash flow da attività operativa* per 10.415 milioni di euro ha, pertanto, consentito di far fronte, nel corso del 2012, al fabbisogno finanziario generato dall'attività di finanziamento pari a 995 milioni di euro e dall'attività di investimento per 6.588 milioni di euro. La differenza trova riscontro nell'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2012 risultano pari a 9.933 milioni di euro a fronte di 7.072 milioni di euro di fine 2011 (di cui disponibilità liquide delle "Attività nette possedute per la vendita" pari a 5 milioni di euro). Tale variazione positiva risente anche degli effetti connessi all'andamento positivo dei cambi pari a 29 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.

La presentazione dei risultati tiene conto dell'assetto emergente dal nuovo modello organizzativo e della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal principio contabile IFRS 8.

A tale proposito si evidenzia che i risultati riportati al segmento "Altro, elisioni e rettifiche", oltre a includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici intersettoriali, accolgono i risultati relativi alla *Holding* Enel SpA, all'Area "Servizi e Altre attività" e alla Divisione Ingegneria e Ricerca che nel corso del 2011 sono invece stati rappresentati singolarmente. Il segmento "Altro, elisioni e rettifiche" include inoltre i risultati connessi alle attività della Funzione Upstream Gas, precedentemente considerate nella Divisione Generazione ed Energy Management. Ai fini meramente comparativi, i dati economici relativi all'esercizio 2011 sono stati opportunamente ripresentati per tener conto di tale nuova impostazione.

Risultati per area di attività del 2012 e del 2011

Risultati 2012 (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	18.170	18.862	3.818	33.708	8.015	2.215	101	**84.889**
Ricavi intersettoriali	181	6.375	4.299	461	688	481	(12.485)	**-**
Totale ricavi	**18.351**	**25.237**	**8.117**	**34.169**	**8.703**	**2.696**	**(12.384)**	**84.889**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	17	131	-	(161)	57	(6)	-	**38**
Margine operativo lordo	**689**	**1.271**	**4.138**	**7.212**	**1.650**	**1.681**	**97**	**16.738**
Ammortamenti e perdite di valore	506	586	994	5.555	672	560	130	**9.003**
Risultato operativo	**183**	**685**	**3.144**	**1.657**	**978**	**1.121**	**(33)**	**7.735**
Investimenti	**97**	**403**	**1.497**	**2.497 (2)**	**1.161**	**1.257**	**163 (3)**	**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) Il dato non include 73 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Risultati 2011 *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	17.568	17.130	3.212	32.082	7.071	1.927	524	**79.514**
Ricavi intersettoriali	163	6.014	4.248	565	644	612	(12.246)	-
Totale ricavi	**17.731**	**23.144**	**7.460**	**32.647**	**7.715**	**2.539**	**(11.722)**	**79.514**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	44	232	-	28	(22)	(10)	-	**272**
Margine operativo lordo	**561**	**2.209**	**4.173**	**7.251**	**1.642**	**1.585**	**184**	**17.605**
Ammortamenti e perdite di valore	420	592	914	3.194	580	505	122	**6.327**
Risultato operativo	**141**	**1.617**	**3.259**	**4.057**	**1.062**	**1.080**	**62**	**11.278**
Investimenti	**90**	**431**	**1.383**	**2.491**(3)	**1.450** (4)	**1.557**	**82**	**7.484**

(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 sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, della *policy* contabile utilizzata per i Titoli di Efficienza Energetica. Per maggiori dettagli, si rinvia alla alla successiva Nota 4, nelle Note di commento.
(3) Il dato non include 101 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

1 Mercato

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	**2012**	2011	2012-2011	
Mercato libero:				
- clienti *mass market*	26.011	27.629	(1.618)	-5,9%
- clienti *business* (1)	13.258	10.555	2.703	25,6%
- clienti in regime di salvaguardia	2.020	1.999	21	1,1%
Totale mercato libero	**41.289**	40.183	1.106	**2,8%**
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	60.328	63.565	(3.237)	-5,1%
TOTALE	**101.617**	**103.748**	**(2.131)**	**-2,1%**

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

Numero medio clienti

	2012	2011	2012-2011	
Mercato libero:				
- clienti *mass market*	4.045.330	3.785.461	259.869	6,9%
- clienti *business* (1)	45.640	48.894	(3.254)	-6,7%
- clienti in regime di salvaguardia	41.832	38.383	3.449	9,0%
Totale mercato libero	**4.132.802**	3.872.738	260.064	**6,7%**
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	23.899.698	24.998.901	(1.099.203)	-4,4%
TOTALE	**28.032.500**	**28.871.639**	**(839.139)**	**-2,9%**

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

L'energia venduta nel 2012 è pari a 101.617 milioni di kWh, in diminuzione di 2.131 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. In particolare, le minori vendite ai clienti in regime di maggior tutela (connesse essenzialmente al continuo passaggio al mercato libero di clienti precedentemente serviti in regime regolato), nonché le minori vendite sul mercato libero ai clienti *mass market*, hanno più che compensato le maggiori quantità vendute sul mercato libero a clienti *business*. Tale andamento delle quantità vendute trova corrispondenza nel *trend* registrato dal numero medio dei clienti nei due mercati, libero e regolato, di riferimento.

Clienti e vendite di gas naturale

	2012	2011	2012-2011	
Vendita di gas naturale (milioni di m^3):				
- clienti *mass market* (1)	3.440	3.419	21	0,6%
- clienti *business*	902	1.162	(260)	-22,4%
Totale vendite	**4.342**	**4.581**	**(239)**	**-5,2%**
Numero medio clienti	**3.158.532**	**3.150.968**	**7.564**	**0,2%**

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nel 2012 è pari a 4.342 milioni di metri cubi, in diminuzione di 239 milioni di metri cubi rispetto all'esercizio precedente. La riduzione, pari al 5,2%, è prevalentemente concentrata nei clienti *business* e riflette principalmente la crisi economica e finanziaria che ha caratterizzato il Paese nei precedenti esercizi e in misura più marcata in quello attuale.

Risultati economici

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Ricavi	**18.351**	17.731	620
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	**17**	44	(27)
Margine operativo lordo	***689***	*561*	*128*
Risultato operativo	**183**	141	42
Dipendenti a fine esercizio (n.)	**3.674**	3.745	(71)
Investimenti	**97**	90	7

I ***ricavi*** del 2012 ammontano a 18.351 milioni di euro, in aumento di 620 milioni di euro rispetto al 2011 (+3,5%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 353 milioni di euro, prevalentemente correlabili all'incremento dei prezzi medi di vendita che riflette, oltre all'andamento di mercato di questa *commodity*, le modifiche intervenute alla componente relativa alla vendita al dettaglio (QVD), nonché all'effetto positivo di talune partite pregresse;
- maggiori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 248 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'incremento delle quantità vendute (+1,1 TWh);
- maggiori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 110 milioni di euro, connessi prevalentemente all'incremento dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione, anche tenuto conto di una maggiore remunerazione dell'*unpaid ratio* introdotta dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 583/2012, e ai meccanismi di perequazione. Tale effetto è solo parzialmente compensato dal decremento delle quantità vendute (-3,2 TWh) e dalla rilevazione nei due periodi a confronto di talune partite pregresse, con un effetto negativo pari a 102 milioni di euro.

Il ***margine operativo lordo*** del 2012 si attesta a 689 milioni di euro, in aumento di 128 milioni di euro rispetto al 2011 (+22,8%). In particolare, la variazione è riferibile:

- a un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 74 milioni di euro, dovuto al consolidamento della *leadership* sul mercato libero, con una crescita della *customer base* di oltre 0,8 milioni di clienti *mass market* ad alto valore;
- all'incremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 54 milioni di euro, da riferire prevalentemente al miglioramento del margine energia conseguente ai maggiori ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla riduzione dei clienti serviti e dai maggiori costi operativi.

Il ***risultato operativo*** del 2012, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 506 milioni di euro (420 milioni di euro nel 2011), è pari a 183 milioni di euro, in aumento di 42 milioni di euro rispetto al 2011. Tale andamento risente di maggiori perdite di valore rilevate sui crediti commerciali per 91 milioni di euro.

Investimenti

Gli ***investimenti*** ammontano a 97 milioni di euro, registrando un incremento di 7 milioni di euro rispetto al 2011.

2 Generazione ed Energy Management

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2012	2011	2012-2011	
Termoelettrica	**49.623**	50.708	(1.085)	-2,1%
Idroelettrica	**14.348**	16.480	(2.132)	-12,9%
Altre fonti	**9**	9	-	-
Totale produzione netta	**63.980**	**67.197**	**(3.217)**	**-4,8%**
- di cui Italia	**62.797**	67.197	(4.400)	-6,5%
- di cui Belgio	**1.183**	-	1.183	-

Nel 2012 la produzione netta di energia elettrica della Divisione ammonta a 63.980 milioni di kWh, registrando un decremento del 4,8% rispetto al 2011. Tale riduzione è da riferire sia alla minore produzione idroelettrica per 2.132 milioni di kWh connessa alle peggiori condizioni di idraulicità del periodo, sia alla minore produzione termoelettrica per 1.085 milioni di kWh. In particolare, la minore produzione termoelettrica realizzata in Italia per 2.268 milioni di kWh, riferibile alla riduzione nella richiesta di energia elettrica e al diverso *mix* produttivo correlato all'incremento dell'incidenza del fotovoltaico nel mercato nazionale, è stata solo in parte compensata dalla maggiore produzione realizzata in Belgio per 1.183 milioni di kWh (da riferire all'entrata in esercizio dell'impianto a ciclo combinato di Marcinelle Energie in data 1° aprile 2012 e gestito dalla Divisione attraverso un *tolling agreement*).

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2012		2011		2012-2011	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	**849**	**1,6%**	753	1,4%	96	12,7%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	**455**	**0,9%**	311	0,6%	144	46,3%
Totale olio combustibile	**1.304**	**2,5%**	**1.064**	**2,0%**	**240**	**22,6%**
Gas naturale	**13.913**	**26,2%**	18.771	34,8%	(4.858)	-25,9%
Carbone	**37.379**	**70,3%**	33.578	62,2%	3.801	11,3%
Altri combustibili	**553**	**1,0%**	538	1,0%	15	2,8%
TOTALE	**53.149**	**100,0%**	**53.951**	**100,0%**	**(802)**	**-1,5%**

La produzione termoelettrica lorda del 2012 si attesta a 53.149 milioni di kWh, registrando un decremento di 802 milioni di kWh (-1,5%) rispetto al 2011. Il *mix* di combustibili utilizzato evidenzia un incremento particolarmente significativo della produzione a carbone (+3,8 TWh) che costituisce ormai il 70% del *mix* termoelettrico e anche della produzione da olio combustibile (+0,2 TWh), quest'ultima, in particolare, legata all'emergenza gas verificatasi nei primi mesi del 2012, a fronte di una minor richiesta di produzione a gas (-4,9 TWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Impianti termoelettrici [1]	**24.687**	24.790	(103)
Impianti idroelettrici	**12.168**	12.136	32
Impianti con fonti alternative [2]	**41**	41	-
Totale	**36.896**	**36.967**	**(71)**

(1) Di cui 1.640 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (1.574 MW al 31 dicembre 2011).
(2) Di cui 35 MW indisponibili per attività di trasformazione al 31 dicembre 2011.

Risultati economici

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Ricavi	**25.237**	23.144	2.093
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	**131**	232	(101)
Margine operativo lordo	***1.271***	*2.209*	*(938)*
Risultato operativo	**685**	1.617	(932)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	**6.043**	6.277	(234)
Investimenti	**403**	431	(28)

I ***ricavi*** del 2012 ammontano a 25.237 milioni di euro, in aumento di 2.093 milioni di euro (+9,0%) rispetto al 2011. Se si esclude da tale variazione il provento, rilevato nel 2011 per 237 milioni di euro, derivante dall'adeguamento al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel nella misura corrispondente alla quota di partecipazione residua del Gruppo dopo la perdita di controllo (avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di *governance*), i ricavi risultano in aumento di 2.330 milioni di euro. Tale ultimo incremento è prevalentemente riconducibile ai seguenti fattori:

- maggiori ricavi da vendite di energia elettrica per 1.625 milioni di euro, da riferire prevalentemente all'incremento dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 690 milioni di euro (sostanzialmente connessi ai maggiori volumi intermediati e a crescenti prezzi medi di vendita), all'aumento dei ricavi per vendite di energia elettrica ad altri rivenditori operanti sul mercato nazionale (per 841 milioni di euro), nonché ai maggiori ricavi per vendita di energia elettrica alle altre Divisioni del Gruppo (per 178 milioni di euro) e in particolare alla Divisione Mercato;
- maggiori ricavi per *trading* di combustibili pari a 978 milioni di euro sostanzialmente attribuibili a operazioni su gas naturale (per 955 milioni di euro), parzialmente compensati dai minori ricavi per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica, per 379 milioni di euro, correlati alle minori quantità intermediate (-8,8 TWh);
- maggiori ricavi per vendita di diritti di emissione CO_2 e certificati verdi (308 milioni di euro), nonché maggiori ricavi per il corrispettivo riconosciuto agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (58 milioni di euro);
- minori ricavi per contributi spettanti ai "nuovi entranti" nel sistema dell'*emission trading* per 160 milioni di euro, riconducibili essenzialmente al riconoscimento avvenuto nel 2011 di talune partite pregresse relative all'esercizio commerciale della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord;
- riduzione dei ricavi a seguito della variazione del metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel per 28 milioni di euro e ulteriori minori ricavi per servizi di *shipping* per 34 milioni di euro.

Il ***margine operativo lordo*** del 2012 si attesta a 1.271 milioni di euro registrando un decremento di 938 milioni di euro (-42,5%) rispetto ai 2.209 milioni di euro registrati nel 2011. Se si esclude da tale variazione il provento derivante dal citato adeguamento al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel e l'effetto del cambio del metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel e della cessione della quota degli *asset* costituenti il ramo di azienda di San Floriano Energy (pari complessivamente a 30 milioni di euro), il margine operativo lordo risulta in

diminuzione di 671 milioni di euro. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile:

> alla riduzione del margine di generazione (pari a 233 milioni di euro) riferibile essenzialmente alle più sfavorevoli condizioni di idraulicità e ai maggiori oneri ambientali sostenuti, solo parzialmente compensati dalla maggiore competitività e disponibilità degli impianti a carbone;

> all'effetto, già commentato nei ricavi, dei contributi attribuiti nel 2011 ai "nuovi entranti" nel sistema dell'*emission trading*;

> alla riduzione del margine da vendita e *trading* di gas naturale per 45 milioni di euro, tenuto conto degli effetti positivi della rinegoziazione di alcuni contratti a lungo termine di acquisto di combustibile;

> all'incremento del costo per la *compliance* relativa ai certificati verdi, cui si associa l'effetto di maggiori costi operativi.

Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dall'incremento del margine realizzato sul mercato dei servizi di dispacciamento per 86 milioni di euro.

Il ***risultato operativo*** si attesta a 685 milioni di euro e, per effetto di maggiori ammortamenti per 31 milioni di euro e minori perdite di valore per 37 milioni di euro (queste ultime anche a seguito del ripristino di valore eseguito nel 2012 sull'impianto a biomasse di Mercure), risulta in diminuzione di 932 milioni di euro (-57,6%) rispetto ai 1.617 milioni di euro registrati nel 2011.

Investimenti

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	**247**	285	(38)
- idroelettrici	**113**	119	(6)
- con fonti energetiche alternative	**22**	11	11
Totale impianti di produzione	**382**	**415**	**(33)**
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	**21**	16	5
TOTALE	**403**	**431**	**(28)**

Gli investimenti ammontano a 403 milioni di euro, di cui 382 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del 2012 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 247 milioni di euro, tra cui il completamento della riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 22 milioni di euro e diverse attività presso l'impianto di Brindisi per complessivi 60 milioni di euro.

3 Infrastrutture e Reti

Dati operativi

Rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2012	2011	2012-2011	
Linee media tensione a fine esercizio (km)	**347.927**	345.586	2.341	0,7%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	**777.039**	767.341	9.698	1,3%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**1.124.966**	**1.112.927**	**12.039**	**1,1%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) (1)	**238.164**	**246.434**	**(8.270)**	**-3,4%**

(1) Il dato del 2011 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità.

La consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica nel 2012 registra un incremento di 12.039 km, dovuto essenzialmente agli allacci effettuati per connettere gli autoproduttori alle reti di distribuzione. L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel 2012 si attesta a 238.164 milioni di kWh, registrando un decremento del 3,4% rispetto al periodo precedente; non tenendo conto dell'energia trasportata da Deval, ceduta nel corso del 2011, il calo è pari al 3,0%.

Risultati economici

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*(1)	2012-2011
Ricavi	**8.117**	7.460	657
Margine operativo lordo	***4.138***	*4.173*	*(35)*
Risultato operativo	**3.144**	3.259	(115)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	**18.632**	18.951	(319)
Investimenti	**1.497**	1.383	114

(1) I dati economici sono sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, della *policy* contabile utilizzata per i Titoli di Efficienza Energetica.

I ***ricavi*** del 2012 ammontano a 8.117 milioni di euro, in aumento di 657 milioni di euro (+8,8%) rispetto a quanto registrato nell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente:

- alla rilevazione del diritto al rimborso dell'onere per la soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE) come previsto dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) n. 157/12, al netto della componente riconosciuta in tariffa nel 2011 per analoga ragione (pari a 517 milioni di euro);
- all'incremento dei ricavi tariffari per 185 milioni di euro. In particolare, all'effetto positivo derivante dalla revisione delle tariffe di distribuzione e misura a seguito dell'applicazione della sopracitata delibera n. 157/12 si aggiunge l'effetto derivante dalla perequazione perdite (per 122 milioni di euro) a seguito dell'applicazione delle delibere dell'AEEG n. 196/11 e n. 559/12; tali fenomeni sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di partite pregresse negative (per 60 milioni di euro), dagli altri meccanismi di perequazione e dalla variazione di perimetro connessa alla cessione di Deval;
- a maggiori contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico per Titoli di Efficienza Energetica per 63 milioni di euro;
- a maggiori ricavi (per 35 milioni di euro) per vendita di contatori elettronici e servizi correlati alla Divisione Iberia e America Latina;
- a minori contributi di connessione per 86 milioni di euro, nonché minori premi per la continuità del servizio per 60 milioni di euro.

Il ***margine operativo lordo*** ammonta a 4.138 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 35 milioni di euro (-0,8%) sostanzialmente riconducibile:

- all'effetto delle sopracitate modifiche alle modalità di rimborso dell'onere FPE (per 517 milioni di euro);
- all'incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 200 milioni di euro, dovuto principalmente all'aggiornamento delle tariffe di distribuzione e misura, nonché all'effetto positivo della perequazione perdite. Tali fenomeni sono solo parzialmente compensati dall'effetto negativo degli altri meccanismi di perequazione e della rilevazione, nei due esercizi a confronto, di partite pregresse con saldo netto negativo per 72 milioni di euro relative a conguagli e revisioni di stime;
- a minori margini sui contributi di connessione e sui premi per la continuità del servizio per complessivi 139 milioni di euro;
- a maggiori costi operativi, prevalentemente riferiti al personale (anche a seguito della revisione di stima delle passività per incentivazione anticipata avvenuta nel 2011 per 155 milioni di euro) e agli accantonamenti netti al fondo rischi per vertenze e contenziosi;
- all'effetto della variazione di perimetro relativa a Deval (negativa per 15 milioni di euro).

Il ***risultato operativo***, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 994 milioni di euro (914 milioni di euro nel 2011), si attesta a 3.144 milioni di euro, in diminuzione di 115 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-3,5%). L'incremento degli ammortamenti e perdite di valore è sostanzialmente riferito alle maggiori perdite di valore rilevate sui crediti commerciali e ai maggiori ammortamenti sugli impianti.

Investimenti

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Reti di distribuzione di energia elettrica	**1.447**	1.334	113
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	**50**	49	1
Totale	**1.497**	**1.383**	**114**

Gli ***investimenti*** del 2012 ammontano a 1.497 milioni di euro, in crescita di 114 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente, e sono da riferire principalmente agli interventi finalizzati al potenziamento degli impianti per il dispacciamento della produzione da fonti rinnovabili e 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

	2012	2011	2012-2011	
Termoelettrica	**73.928**	73.549	379	0,5%
Nucleare	**26.967**	25.177	1.790	7,1%
Idroelettrica	**40.386**	39.855	531	1,3%
Eolica	**153**	132	21	15,9%
Totale produzione netta	**141.434**	**138.713**	**2.721**	**2,0%**
- di cui Penisola iberica	***77.387***	*75.131*	*2.256*	*3,0%*
- di cui Argentina	***15.222***	*15.960*	*(738)*	*-4,6%*
- di cui Brasile	***5.177***	*4.155*	*1.022*	*24,6%*
- di cui Cile	***20.194***	*20.722*	*(528)*	*-2,5%*
- di cui Colombia	***13.294***	*12.090*	*1.204*	*10,0%*
- di cui Perù	***9.231***	*9.840*	*(609)*	*-6,2%*
- di cui altri Paesi	***929***	*815*	*114*	*14,0%*

La produzione netta della Divisione è pari a 141.434 milioni di kWh, con un incremento di 2.721 milioni di kWh rispetto all'esercizio 2011.

In particolare, nel 2012 la produzione netta nella Penisola iberica si incrementa di 2.256 milioni di kWh (+3,0%) per effetto della maggiore produzione nucleare (+7,1%), che nel 2011 scontava l'effetto di alcuni interventi manutentivi, e termoelettrica (+3,0%). Tali incrementi sono solo parzialmente compensati dalla minore produzione idroelettrica a seguito di più sfavorevoli condizioni di idraulicità.

In America Latina, la produzione netta di energia elettrica registra un incremento netto di 351 milioni di kWh. In particolare, la maggiore produzione idroelettrica in Colombia, Brasile e Argentina ha più che compensato la minore produzione in Cile a seguito della siccità che ha colpito il paese andino. Per quanto riguarda la generazione da fonte termoelettrica, quest'ultima ha beneficiato del nuovo impianto a carbone Bocamina II in Cile, i cui effetti sono stati più che compensati dalla riduzione della produzione termoelettrica in Argentina (a seguito di maggiori interventi di manutenzione), Perù e Cile (limitatamente agli impianti a ciclo combinato).

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2012		2011	2012-2011	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	**8.541**	**8,1%**	8.629	8,4%	(88)
Gas naturale	**28.471**	**26,8%**	30.626	29,9%	(2.155)
Carbone	**35.167**	**33,2%**	30.400	29,6%	4.767
Combustibile nucleare	**28.166**	**26,6%**	26.289	25,6%	1.877
Altri combustibili	**5.667**	**5,3%**	6.704	6,5%	(1.037)
Totale	**106.012**	**100,0%**	**102.648**	**100,0%**	**3.364**

La produzione termica lorda della Divisione nel 2012 è pari a 106.012 milioni di kWh e registra un incremento di 3.364 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. In particolare, il *mix* produttivo in Spagna è caratterizzato da un maggiore impiego del carbone a seguito sia dell'entrata in vigore del sussidio governativo volto a favorire l'utilizzo di carbone nazionale, sia di un più favorevole scenario dei prezzi per l'importazione di tale combustibile. La minore produzione da gas naturale riflette, pertanto, oltre che il citato maggior impiego del carbone in Spagna, il minor funzionamento di alcuni impianti in Perù e Cile.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011	
Impianti termoelettrici	**21.166**	21.997	(831)	-3,8%
Impianti nucleari	**3.535**	3.526	9	0,3%
Impianti idroelettrici	**13.305**	13.261	44	0,3%
Impianti eolici	**78**	78	-	-
Totale potenza efficiente netta	**38.084**	**38.862**	**(778)**	**-2,0%**
- di cui Penisola iberica	***22.067***	*22.155*	*(88)*	*-0,4%*
- di cui Argentina	***4.403***	*4.403*	-	-
- di cui Brasile	***972***	*973*	*(1)*	*-0,1%*
- di cui Cile	***5.905***	*5.555*	*350*	*6,3%*
- di cui Colombia	***2.866***	*2.866*	-	-
- di cui Perù	***1.748***	*1.774*	*(26)*	*-1,5%*
- di cui altri Paesi	***123***	*1.136*	*(1.013)*	*-89,2%*

La potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2012 registra un decremento di 778 MW rispetto alla fine del 2011, essenzialmente a seguito della cessione degli impianti termoelettrici di Endesa Ireland (-1.013 MW), avvenuta nel corso del quarto trimestre 2012. Tale effetto è parzialmente compensato dall'incremento della potenza efficiente netta in Cile, a seguito dell'entrata in esercizio dell'impianto a carbone di Bocamina II (+350 MW).

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2012	2011	2012-2011	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	31.193	30.533	660	2,2%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	274.663	270.833	3.830	1,4%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	332.145	322.563	9.582	3,0%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**638.001**	**623.929**	**14.072**	**2,3%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**161.131**	**158.882**	**2.249**	**1,4%**
- di cui Penisola iberica	*101.407*	*101.788*	*(381)*	*-0,4%*
- di cui Argentina	*14.758*	*14.280*	*478*	*3,3%*
- di cui Brasile	*18.000*	*16.797*	*1.203*	*7,2%*
- di cui Cile	*12.485*	*11.959*	*526*	*4,4%*
- di cui Colombia	*8.193*	*8.041*	*152*	*1,9%*
- di cui Perù	*6.288*	*6.017*	*271*	*4,5%*

Al 31 dicembre 2012, la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica della Divisione Iberia e America Latina registra un incremento di 14.072 km, con una variazione particolarmente concentrata nei Paesi sudamericani.

L'energia trasportata, nel 2012, è pari a 161.131 milioni di kWh e registra un incremento di 2.249 milioni di kWh, dovuto essenzialmente alla maggiore domanda di energia elettrica nei Paesi latinoamericani, in particolar modo in Brasile.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh

	2012	2011	2012-2011	
Mercato libero	108.586	112.333	(3.747)	-3,3%
Mercato regolato	53.904	48.838	5.066	10,4%
Totale	**162.490**	**161.171**	**1.319**	**0,8%**
- di cui Penisola iberica	*102.765*	*104.935*	*(2.170)*	*-2,1%*
- di cui Argentina	*14.758*	*14.280*	*478*	*3,3%*
- di cui Brasile	*18.000*	*16.407*	*1.593*	*9,7%*
- di cui Cile	*12.485*	*11.493*	*992*	*8,6%*
- di cui Colombia	*8.193*	*8.039*	*154*	*1,9%*
- di cui Perù	*6.289*	*6.017*	*272*	*4,5%*

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel 2012 sono pari a 162.490 milioni di kWh, in aumento di 1.319 milioni di kWh rispetto al 2011. L'incremento delle vendite in America Latina (+3.489 milioni di kWh), in particolar modo in Brasile, Cile e Argentina, conseguente all'aumento della domanda di energia elettrica, è stato parzialmente compensato dalla riduzione delle quantità vendute nella Penisola iberica (-2.170 milioni di kWh).

Risultati economici

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Ricavi	34.169	32.647	1.522
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(161)	28	(189)
Margine operativo lordo	*7.212*	*7.251*	*(39)*
Risultato operativo	1.657	4.057	(2.400)
Dipendenti a fine esercizio (n.) [1]	22.807	22.877	(70)
Investimenti [2]	2.497	2.491	6

(1) Include 113 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011.
(2) Il dato non include 73 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2012 (101 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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		
	2012	2011 *restated*	2012-2011	**2012**	2011 *restated*	2012-2011	**2012**	2011 *restated*	2012-2011
Europa	**23.367**	22.592	775	**4.001**	3.994	7	**(400)**	2.020	(2.420)
America Latina	**10.802**	10.055	747	**3.211**	3.257	(46)	**2.057**	2.037	20
Totale	**34.169**	**32.647**	**1.522**	**7.212**	**7.251**	**(39)**	**1.657**	**4.057**	**(2.400)**

I ***ricavi*** del 2012 sono in aumento di 1.522 milioni di euro, per effetto di:

> maggiori ricavi in Europa per 775 milioni di euro. Tale variazione, in presenza di ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica sostanzialmente invariati (i maggiori ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali sono stati infatti sostanzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi da *trading* di energia elettrica e dal decremento dei ricavi nell'attività di distribuzione dell'energia elettrica connesso all'entrata in vigore, nel sistema elettrico spagnolo, del Regio Decreto Legge n. 13/2012, a partire dal 1° gennaio 2012), è sostanzialmente riferibile:
  - ai maggiori ricavi (405 milioni di euro) per vendita di gas ai clienti finali a seguito delle maggiori quantità vendute e dell'incremento dei prezzi medi di vendita;
  - ai maggiori contributi assegnati per la generazione nell'area extrapeninsulare per 192 milioni di euro;
  - ai maggiori ricavi da vendita di combustibili per *trading* (167 milioni di euro) per effetto essenzialmente dei maggiori volumi intermediati e dei maggiori prezzi medi di vendita.

  I ricavi in Europa risentono delle operazioni di cessione del ramo *Information & Communication Technology* che hanno determinato l'esposizione dei risultati relativi nella voce "Altro, elisioni e rettifiche";
> maggiori ricavi in America Latina per 747 milioni di euro, riferibili sostanzialmente alle maggiori quantità di energia elettrica vendute e all'andamento dei tassi di cambio tra ciascuna moneta nazionale e l'euro. In particolare, l'incremento dei ricavi in Colombia, Perù e Brasile è stato solo parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi in Cile, che risente della siccità nel Paese e della riduzione dei prezzi unitari di vendita, nonché dalla rilevazione nel 2011 della plusvalenza derivante dalle cessioni di CAM e Synapsis (per 15 milioni di euro).

Il ***margine operativo lordo*** ammonta a 7.212 milioni di euro, in diminuzione di 39 milioni di euro (-0,5%) rispetto al 2011, a seguito di:

> un decremento del margine operativo lordo in America Latina per 46 milioni di euro, riferibile essenzialmente al decremento dei margini di generazione, che hanno risentito della siccità in Cile, e ai maggiori costi operativi. Tali fenomeni sono solo parzialmente compensati dall'aumento dei margini di distribuzione, dall'effetto derivante dalla rilevazione, nel 2011, di un'imposta patrimoniale (per 109 milioni di euro) in Colombia, nonché dall'effetto positivo dell'andamento dei tassi di cambio rispetto all'euro;
> un incremento del margine operativo lordo in Europa per 7 milioni di euro, da riferire essenzialmente:
  - all'aumento del margine di generazione e vendita, connesso sostanzialmente ai maggiori prezzi di vendita e all'annullamento del meccanismo di finanziamento del *bonus* sociale spagnolo a carico delle società di generazione (con un beneficio pari a 83 milioni di euro) previsto dal Regio Decreto Legge n. 13/2012;
  - alla riduzione del margine di distribuzione sul mercato regolato spagnolo che risente negativamente dell'entrata in vigore delle disposizioni previste dal sopra citato decreto;
  - alla variazione di perimetro di attività relativa al ramo *Information & Communication Technology* con un effetto negativo per 23 milioni di euro.

Il ***risultato operativo*** del 2012 è pari a 1.657 milioni di euro ed evidenzia rispetto al 2011 un decremento di 2.400 milioni di euro, connesso essenzialmente a maggiori ammortamenti e perdite di valore per 2.361 milioni di euro (5.555 milioni di euro nel 2012 rispetto a 3.194 milioni di euro del 2011). Se si escludono i maggiori ammortamenti riferibili a taluni impianti di generazione, l'incremento delle perdite di valore, al netto del ripristino effettuato sul alcuni *asset* nelle Isole Baleari a seguito della pronuncia favorevole dell'Autorità giudiziaria spagnola, è relativo principalmente all'a-

deguamento di valore, pari a 2.392 milioni di euro, rilevato sull'avviamento iscritto sulla *cash generating unit* (CGU) Endesa-Penisola iberica e all'*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. In particolare, l'adeguamento di valore effettuato sul *goodwill* associato alla CGU Endesa-Penisola iberica riflette i minori flussi di cassa che si stima potranno derivare dalle attività inerenti alla CGU, anche a seguito dei recenti provvedimenti adottati dal Governo spagnolo in materia di energia, nonché l'incremento del rischio Paese fattorizzato nel tasso di sconto utilizzato nella determinazione quantitativa del valore d'uso. La voce includeva nel 2011 l'*impairment* sul valore delle reti di distribuzione elettrica in Argentina (pari a 153 milioni di euro) e sull'avviamento di Endesa Ireland per 105 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	**372**	514	(142)
- idroelettrici	**406**	242	164
- nucleare	**148**	161	(13)
- con fonti energetiche alternative	5	-	5
Totale impianti di produzione	**931**	**917**	**14**
Reti di distribuzione di energia elettrica	**1.199**	1.106	93
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	**367**	468	(101)
TOTALE (1)	**2.497**	**2.491**	**6**

(1) Il dato non include 73 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2012 (101 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Gli ***investimenti*** ammontano a 2.497 milioni di euro, con un incremento di 6 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2012 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione di energia elettrica (per 1.199 milioni di euro, di cui 799 milioni di euro in Europa e 400 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 931 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

	2012	2011	2012-2011	
Termoelettrica	**46.687**	47.316	(629)	-1,3%
Nucleare	**14.411**	14.340	71	0,5%
Idroelettrica	**4.105**	3.791	314	8,3%
Altre fonti	**28**	25	3	12,0%
Totale produzione netta	**65.231**	**65.472**	**(241)**	**-0,4%**
- di cui Russia	***44.511***	*42.433*	*2.078*	*4,9%*
- di cui Slovacchia	***20.720***	*20.415*	*305*	*1,5%*
- di cui Bulgaria	**-**	*2.624*	*(2.624)*	-

La produzione netta effettuata nel 2012 è pari a 65.231 milioni di kWh, con un decremento di 241 milioni di kWh rispetto al 2011. Tale variazione negativa è riferibile principalmente al decremento della produzione conseguente alla vendita di Enel Maritza East 3 effettuata a giugno 2011 (-2.624 milioni di kWh).
Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla maggiore produzione di Enel OGK-5 (+2.078 milioni di kWh), che risente dell'entrata in funzione delle nuove centrali a ciclo combinato di Sredneuralskaya e Nevinnomysskaya, nonché dalla maggiore produzione idroelettrica (dovuta alle più favorevoli condizioni di idraulicità del periodo) e nucleare di Slovenské elektrárne.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2012		2011		2012-2011	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	**257**	**0,4%**	200	0,3%	57	28,5%
Gas naturale	**24.646**	**38,0%**	23.242	35,5%	1.404	6,0%
Carbone	**24.411**	**37,7%**	26.672	40,7%	(2.261)	-8,5%
Combustibile nucleare	**15.495**	**23,9%**	15.411	23,5%	84	0,5%
Totale	**64.809**	**100,0%**	**65.525**	**100,0%**	**(716)**	**-1,1%**

La produzione termica lorda del 2012 registra un decremento di 716 milioni di kWh, attestandosi a 64.809 milioni di kWh. Il decremento è sostanzialmente relativo alla minore produzione da carbone da riferirsi alla già citata cessione di Enel Maritza East 3, parzialmente compensato dalla maggiore produzione da gas naturale connessa all'entrata in funzione degli impianti di Enel OGK-5.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011	
Impianti termoelettrici [1]	**10.706**	10.272	434	4,2%
Impianti nucleari	**1.816**	1.818	(2)	-0,1%
Impianti idroelettrici	**2.329**	2.329	-	-
Impianti altre fonti	**7**	9	(2)	-22,2%
Totale potenza efficiente netta	**14.858**	**14.428**	**430**	**3,0%**
- di cui Russia	*9.052*	*9.027*	*25*	*0,3%*
- di cui Slovacchia	*5.400*	*5.401*	*(1)*	-
- di cui Belgio [1]	*406*	-	*406*	*100,0%*

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

La potenza efficiente netta installata del 2012 registra un incremento di 430 MW rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è prevalentemente riferibile all'entrata in esercizio, in data 1° aprile 2012, dell'impianto di Marcinelle Energie gestito fino a fine esercizio dalla Divisione Generazione ed Energy Management (attraverso un *tolling agreement*) e riposizionato nella Divisione Internazionale a seguito della classificazione tra le attività possedute per la vendita degli *asset* della società belga.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2012	2011	2012-2011	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	**6.586**	6.584	2	-
Linee media tensione a fine esercizio (km)	**34.956**	34.665	291	0,8%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	**48.852**	48.695	157	0,3%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**90.394**	**89.944**	**450**	**0,5%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**14.606**	**14.263**	**343**	**2,4%**

Al 31 dicembre 2012, la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica della Divisione (tutta concentrata in Romania) registra un incremento di 450 km, sostanzialmente riferibile alle nuove connessioni conseguenti agli investimenti realizzati.
L'energia trasportata registra un incremento del 2,4% passando da 14.263 milioni di kWh a 14.606 milioni di kWh nel 2012.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh

	2012	2011	2012-2011	
Mercato libero	**41.109**	36.030	5.079	14,1%
Mercato regolato	**10.914**	10.410	504	4,8%
Totale	**52.023**	**46.440**	**5.583**	**12,0%**
- di cui Romania	***9.158***	*8.785*	*373*	*4,2%*
- di cui Francia	***13.077***	*11.398*	*1.679*	*14,7%*
- di cui Russia	***25.562***	*22.642*	*2.920*	*12,9%*
- di cui Slovacchia	***4.226***	*3.615*	*611*	*16,9%*

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nel 2012 si attestano a 52.023 milioni di kWh, con una crescita di 5.583 milioni di kWh (+12,0%) riferibile:

- al mercato russo per 2.920 milioni di kWh a seguito delle maggiori operazioni effettuate da RusEnergoSbyt per l'ampliamento del portafoglio clienti;
- alle maggiori vendite effettuate da Enel France per 1.679 milioni di kWh, sostanzialmente per effetto dell'entrata in vigore dal 1° luglio 2011 del meccanismo ARENH ("*Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique*");
- alle maggiori vendite in Slovacchia e Romania per complessivi 984 milioni di kWh; in particolare, l'incremento delle vendite in Romania è da riferire alla crescente liberalizzazione del mercato e all'incremento dei consumi da parte dei clienti non residenziali.

Risultati economici

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Ricavi	**8.703**	7.715	988
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	**57**	(22)	79
Margine operativo lordo	***1.650***	*1.642*	*8*
Risultato operativo	**978**	1.062	(84)
Dipendenti a fine esercizio (n.) [1]	**12.652**	13.779	(1.127)
Investimenti [2]	**1.161**	1.450	(289)

(1) Include 37 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2012.
(2) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011.

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		
	2012	2011 *restated*	2012-2011	**2012**	2011 *restated*	2012-2011	**2012**	2011 *restated*	2012-2011
Europa centrale	**4.551**	3.876	675	**894**	863	31	**524**	615	(91)
Europa sud-orientale	**1.029**	1.112	(83)	**231**	289	(58)	**203**	110	93
Russia	**3.123**	2.727	396	**525**	490	35	**251**	337	(86)
Totale	**8.703**	**7.715**	**988**	**1.650**	**1.642**	**8**	**978**	**1.062**	**(84)**

I ***ricavi*** del 2012 sono pari a 8.703 milioni di euro, in crescita di 988 milioni di euro (+12,8%) rispetto ai 7.715 milioni di euro dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- ai maggiori ricavi in Europa centrale per 675 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia (538 milioni di euro), a seguito di maggiori volumi di energia generata e venduta, e in Francia (119 milioni di euro), per effetto essenzialmente delle maggiori quantità vendute;
- all'incremento dei ricavi in Russia per 396 milioni di euro, prevalentemente riferibile ai maggiori volumi di energia generata e venduta;
- ai minori ricavi in Europa sud-orientale per 83 milioni di euro, da riferire essenzialmente alla variazione di perimetro (per 132 milioni di euro) connessa alla cessione delle società bulgare (Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e relative *holding* di controllo), avvenuta nel mese di giugno 2011, il cui effetto è stato parzialmente compensato dall'aumento dei ricavi delle società rumene riferibile ai maggiori volumi di energia venduta e all'incremento dei prezzi medi di vendita.

Il ***margine operativo lordo*** ammonta a 1.650 milioni di euro ed è sostanzialmente in linea con l'esercizio 2011 (1.642 milioni di euro). In particolare, l'incremento dell'esercizio è sostanzialmente relativo ai seguenti fattori:

- incremento del margine operativo lordo in Russia per 35 milioni di euro; il miglioramento dei risultati rilevato da Enel OGK-5 (43 milioni di euro), correlato alle maggiori quantità prodotte anche a seguito del completamento delle nuove centrali seppur in presenza di minori prezzi medi di vendita, è stato parzialmente compensato dal minor margine registrato da RusEnergoSbyt (8 milioni di euro);
- incremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 31 milioni di euro, da riferire sostanzialmente al maggior margine di generazione di Slovenské elektrárne a seguito dei maggiori prezzi medi di vendita, dei minori costi operativi e di taluni rimborsi assicurativi (per 18 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori margini sulle vendite dei diritti di emissione CO_2;
- a un minor margine in Europa sud-orientale per 58 milioni di euro, riferito in particolare alla citata variazione di perimetro connessa alla cessione delle società bulgare (82 milioni di euro), solo parzialmente compensata dall'incremento del margine rilevato in Romania, dove le migliori *performance* delle società di distribuzione sono state solo parzialmente compensate dal peggioramento dei risultati delle società di vendita.

Il ***risultato operativo*** del 2012 è pari a 978 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 84 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, tenuto conto della perdita di valore rilevata sull'avviamento iscritto sulla *cash generating unit* Enel OGK-5 per 112 milioni di euro per riflettere un decremento nella stima dei flussi reddituali futuri connesso alle attuali incertezze regolatorie che caratterizzano il *business* operato da Enel.

Investimenti

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	333	473	(140)
- idroelettrici	10	9	1
- nucleare	654	717	(63)
- con fonti energetiche alternative	6	-	6
Totale impianti di produzione	**1.003**	**1.199**	**(196)**
Reti di distribuzione di energia elettrica	136	228	(92)
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	22	23	(1)
TOTALE [1]	**1.161**	**1.450**	**(289)**

(1) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011.

Gli ***investimenti*** ammontano a 1.161 milioni di euro, in diminuzione di 289 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

	2012	2011	2012-2011	
Idroelettrica	**9.836**	10.097	(261)	-2,6%
Geotermoelettrica	**5.492**	5.568	(76)	-1,4%
Eolica	**8.985**	6.142	2.843	46,3%
Altre fonti	**801**	673	128	19,0%
Totale	**25.114**	**22.480**	**2.634**	**11,7%**
- di cui Italia	***11.639***	*11.791*	*(152)*	*-1,3%*
- di cui Penisola iberica	***4.341***	*3.712*	*629*	*16,9%*
- di cui Francia	***364***	*245*	*119*	*48,6%*
- di cui Grecia	***476***	*349*	*127*	*36,4%*
- di cui Romania e Bulgaria	***671***	*199*	*472*	*237,2%*
- di cui Stati Uniti e Canada	***3.899***	*2.921*	*978*	*33,5%*
- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	***2.801***	*2.299*	*502*	*21,8%*
- di cui Brasile e Cile	***923***	*964*	*(41)*	*-4,3%*

La produzione netta della Divisione è pari a 25.114 milioni di kWh, in aumento nel 2012 di 2.634 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile per 2.786 milioni di kWh alla maggiore generazione all'estero, principalmente per effetto della maggiore capacità installata eolica negli Stati Uniti e in Canada (+1.083 milioni di kWh prodotti), nella Penisola iberica (+659 milioni di kWh) e in Romania (+457 milioni di kWh). La produzione elettrica in Italia nel 2012 registra un decremento di 152 milioni di kWh rispetto all'esercizio 2011, risentendo della minore produzione da fonte idroelettrica (-403 milioni di kWh), a fronte di condizioni di idraulicità più sfavorevoli, e da fonte geotermoelettrica (-65 milioni di kWh), i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla maggiore produzione da fonte eolica e solare.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011	
Impianti idroelettrici	2.634	2.539	95	3,7%
Impianti geotermoelettrici	769	769	-	-
Impianti eolici	4.316	3.541	775	21,9%
Impianti con altre fonti	282	230	52	22,6%
Totale	**8.001**	**7.079**	**922**	**13,0%**
- di cui Italia	***3.044***	*2.915*	*129*	*4,4%*
- di cui Penisola iberica	***1.864***	*1.817*	*47*	*2,6%*
- di cui Francia	***166***	*166*	-	-
- di cui Grecia	***248***	*191*	*57*	*29,8%*
- di cui Romania e Bulgaria	***540***	*311*	*229*	*73,6%*
- di cui Stati Uniti e Canada	***1.239***	*1.010*	*229*	*22,7%*
- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	***715***	*484*	*231*	*47,7%*
- di cui Brasile e Cile	***185***	*185*	-	-

La potenza efficiente netta complessiva registra un incremento di 922 MW, di cui 793 MW all'estero. In particolare, la maggiore capacità installata netta da fonte idroelettrica si riferisce sostanzialmente a taluni impianti in Guatemala (per 87 MW); quella da fonte eolica si riferisce prevalentemente ai nuovi impianti in Romania (per 229 MW), Nord America (per 227 MW), Messico (per 144 MW), Italia, Grecia e Spagna; infine, la capacità installata netta da altre fonti risente dell'entrata in esercizio di alcuni impianti solari principalmente in Italia e Grecia.

Risultati economici

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Ricavi	**2.696**	2.539	157
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	**(6)**	(10)	4
Margine operativo lordo	***1.681***	*1.585*	*96*
Risultato operativo	**1.121**	1.080	41
Dipendenti a fine esercizio (n.)	**3.512**	3.229	283
Investimenti	**1.257**	1.557	(300)

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		
	2012	2011 *restated*	2012-2011	**2012**	2011 *restated*	2012-2011	**2012**	2011 *restated*	2012-2011
Italia e resto d'Europa	**1.601**	1.471	130	**987**	905	82	**733**	649	84
Penisola iberica e America Latina	**792**	883	(91)	**497**	573	(76)	**272**	376	(104)
Nord America	**303**	185	118	**197**	107	90	**116**	55	61
Totale	**2.696**	**2.539**	**157**	**1.681**	**1.585**	**96**	**1.121**	**1.080**	**41**

I ***ricavi*** sono in aumento di 157 milioni di euro (+6,2%), passando da 2.539 milioni di euro a 2.696 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

> all'incremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 130 milioni di euro, sostanzialmente a seguito di:
  - maggiori ricavi per 163 milioni di euro, riferibili alla maggiore produzione registrata;
  - minori ricavi di Enel.si per 33 milioni di euro a seguito di minori vendite di pannelli fotovoltaici;

> ai maggiori ricavi in Nord America per 118 milioni di euro, per effetto principalmente delle maggiori quantità prodotte e della rilevazione di maggiori ricavi per *tax partnership*. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla rilevazione, nel 2011, di un indennizzo ricevuto dalle autorità canadesi per la definizione di un contenzioso (per 16 milioni di euro);

> ai minori ricavi nella Penisola iberica e in America Latina per 91 milioni di euro. Se si escludono da tale variazione i proventi rilevati nel 2011 a seguito:
  - dell'adeguamento al *fair value* delle attività nette relative a Sociedad Eólica de Andalucía e TP - Sociedade Térmica Portuguesa per la parte posseduta *ante* l'acquisizione dell'ulteriore pacchetto azionario che ne ha consentito il pieno controllo (45 milioni di euro), nonché della rideterminazione al *fair value* delle attività nette già possedute in Enel Unión Fenosa Renovables (76 milioni di euro);
  - della rilevazione della plusvalenza (44 milioni di euro) derivante dalla cessione a Gas Natural degli *asset* di Enel Unión Fenosa Renovables, nonché della plusvalenza relativa alla cessione di Explotaciones Eólicas de Aldehuelas (18 milioni di euro);

  i ricavi risultano in aumento di 92 milioni di euro, prevalentemente riconducibili alle maggiori quantità prodotte in America Latina.

Il ***margine operativo lordo*** ammonta a 1.681 milioni di euro, in crescita di 96 milioni di euro (+6,1%) rispetto al 2011. Tale variazione è riferibile:

> all'aumento del margine nell'area Nord America per 90 milioni di euro; se si esclude da tale variazione l'indennizzo citato nel commento ai ricavi, il margine operativo lordo evidenzia un incremento di 106 milioni di euro, principalmente per effetto delle maggiori quantità prodotte;

- all'incremento del margine realizzato in Italia e nel resto d'Europa per 82 milioni di euro, dovuto principalmente all'incremento delle quantità prodotte;
- alla riduzione per 76 milioni di euro del margine operativo lordo nella Penisola iberica e in America Latina, anche a seguito degli effetti dei proventi rilevati nel 2011 già citati al commento dei ricavi.

Il ***risultato operativo***, pari a 1.121 milioni di euro, registra un incremento di 41 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 55 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'effetto netto dell'entrata in esercizio di alcuni impianti e della revisione di stima della vita utile degli impianti eolici, in linea con la prassi del settore. Si evidenzia che le perdite di valore del 2011 includevano un adeguamento per 70 milioni di euro dell'avviamento allocato sulla *cash generating unit* Enel Green Power Hellas.

Investimenti

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Impianti di produzione:			
- idroelettrici	127	146	(19)
- geotermoelettrici	214	113	101
- con fonti energetiche alternative	878	1.183	(305)
Totale impianti di produzione	**1.219**	**1.442**	**(223)**
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	38	115	(77)
TOTALE	**1.257**	**1.557**	**(300)**

Gli ***investimenti*** del 2012 ammontano a 1.257 milioni di euro, con un decremento 300 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Gli investimenti operativi si riferiscono principalmente a impianti eolici in Italia ed Europa (per 316 milioni di euro), in Iberia e America Latina (per 260 milioni di euro) e in Nord America (per 110 milioni di euro), a impianti solari in Grecia (per 109 milioni di euro), a impianti fotovoltaici in Italia (per 74 milioni di euro), a impianti idroelettrici in Italia, Guatemala, Costa Rica e Nord America (per 127 milioni di euro) e a impianti geotermici in Italia e Nord America (per 214 milioni di euro).

7 Altro, elisioni e rettifiche

Dati operativi

Riserve di idrocarburi e produzione annua

	2012
Riserve di idrocarburi	
Riserve certe (P1) di idrocarburi a fine esercizio (milioni di barili di olio equivalente)	917
- di cui riserve certe (P1) di gas naturale a fine esercizio (miliardi di m³)	*117*
Riserve certe e probabili (P2) di idrocarburi a fine esercizio (milioni di barili di olio equivalente)	1.490
- di cui riserve certe e probabili (P2) di gas naturale a fine esercizio (miliardi di m³)	*187*
Produzione annua	
Produzione di idrocarburi (milioni di barili di olio equivalente)	12
- di cui produzione di gas naturale (miliardi di m³)	*1,7*

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, la quota di partecipazione Enel risulta pari a 917 milioni di barili di olio equivalente di riserve certe e a 1.490 milioni di barili di olio equivalente di riserve certe e probabili. In particolare, i progetti di sviluppo sono così dislocati geograficamente:

- in Russia, dove, attraverso SeverEnergia (detenuta da Enel al 19,6%), in collaborazione con Eni e le russe Novatek e Gazpromneft si è avviata la produzione di gas in Siberia tramite il giacimento di Samburkoye, la cui capacità produttiva è stata raddoppiata, raggiungendo i 96,5 barili di petrolio al giorno e i 4,6 miliardi di metri cubi di gas annui;
- in Algeria, dove il Gruppo è presente con partecipazioni in permessi di ricerca e sfruttamento di idrocarburi rispettivamente del 18,4% nella licenza di "Isarene", in collaborazione con Petroceltic International e Sonatrach (compagnia di Stato algerina), e del 13,5% nella licenza di "South-East Illizi", in collaborazione con Repsol (nel ruolo di operatore) e GDF Suez. Nel dicembre 2012 è stata approvata dall'Autorità algerina la Dichiarazione di Commercialità per l'avvio della fase di sviluppo del giacimento Ain Tsila (Isarene). Nell'area del bacino South-East Illizi (sud-est del Paese) è stata completata la campagna sismica e avviata la perforazione di cinque pozzi esplorativi, il primo dei quali è stato dichiarato "scoperta esplorativa" confermando la potenzialità del giacimento;
- 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 *offshore* antistante il Delta del Nilo. Durante il 2012 sono state completate le attività preparatorie per la prima perforazione del primo pozzo esplorativo previsto nell'anno 2013;
- in Italia, dove, attraverso Enel Longanesi Development, il Gruppo dispone di 12 istanze, quattro permessi di ricerca e un'istanza di concessione. Nel 2012, continuando le attività di studio, la società ha presentato due nuove istanze di permesso di ricerca di idrocarburi in Puglia. Si aspetta il completamento dell'*iter* autorizzativo dell'istanza di concessione di coltivazione di idrocarburi di Bagnacavallo e l'avvio della fase di produzione è previsto a fine 2014.

Risultati economici

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Ricavi (al netto delle elisioni)	**2.017**	2.356	(339)
Margine operativo lordo	***97***	*184*	*(87)*
Risultato operativo	**(33)**	62	(95)
Dipendenti a fine periodo (n.) [1]	**6.382**	6.502	(120)
Investimenti [2]	**163**	82	81

(1) Include 22 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011.
(2) 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 2012 risultano pari a 2.017 milioni di euro, con un decremento di 339 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-14,4%). Tale riduzione è essenzialmente riferibile:

- a minori ricavi per vendite di energia all'Acquirente Unico (per 373 milioni di euro) da parte della *Holding* Enel SpA da ricondurre esclusivamente alla scadenza, avvenuta il 31 dicembre 2011, del contratto con Alpiq di importazione pluriennale di energia elettrica sulla frontiera elvetica;
- a minori ricavi per 87 milioni di euro per attività di ingegneria, connessi al completamento di alcuni importanti progetti, tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord e la costruzione dell'impianto di Marcinelle Energie;
- alla rilevazione nel 2011 della plusvalenza sulla cessione del 51% di Deval per 21 milioni di euro;
- a maggiori ricavi per servizi per 147 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alla presentazione nell'area di attività "Altro, elisioni e rettifiche" dei risultati relativi

ai servizi *Information & Communication Technology* in Spagna, precedentemente considerati nella Divisione Iberia e America Latina.

Il ***margine operativo lordo*** del 2012, positivo per 97 milioni di euro, registra un decremento di 87 milioni di euro. In particolare, la contrazione della marginalità relativa a taluni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo, nonché la rilevazione nel 2011 dei citati proventi relativi alla cessione di Deval sono state solo parzialmente compensate dall'apporto positivo connesso alla citata variazione di perimetro commentata nei ricavi.

Il ***risultato operativo*** del 2012, negativo per 33 milioni di euro, risulta in diminuzione di 95 milioni di euro rispetto al 2011, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 5 milioni di euro prevalentemente riferibili alla variazione di perimetro relativa ai servizi *Information & Communication Technology* in Spagna.

Investimenti

Gli ***investimenti*** del 2012 ammontano a 163 milioni di euro, con un incremento di 81 milioni di euro rispetto al 2011, riferito principalmente all'acquisizione di *mineral interest* da parte della Funzione Upstream Gas.

Fatti di rilievo del 2012

2 febbraio — Cessione della partecipazione in Terna

In data 2 febbraio 2012 Enel ha concluso l'operazione, avviata nel tardo pomeriggio del giorno precedente, finalizzata alla cessione di 102.384.037 azioni ordinarie, pari al 5,1% del capitale sociale, di Terna SpA. Il quantitativo venduto è pari al totale della partecipazione precedentemente posseduta da Enel in Terna, le cui azioni sono negoziate sul Mercato Telematico Azionario (MTA) organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA.

L'operazione, realizzata attraverso una procedura di *accelerated bookbuilding* rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri, si è chiusa a un prezzo finale di assegnazione pari a 2,74 euro per azione determinando un corrispettivo complessivo di 281 milioni di euro. L'operazione è stata regolata mediante consegna dei titoli e pagamento del corrispettivo in data 7 febbraio 2012. Per finalizzare l'operazione Enel si è avvalsa di Banca IMI, J.P. Morgan, Mediobanca e UniCredit in qualità di *joint bookrunner*.

3 febbraio — Acquisto di un *mineral interest* in Algeria

In data 3 febbraio 2012, a seguito dell'avvenuta ratifica da parte delle Autorità algerine, il contratto di acquisto dalla società irlandese Petroceltic International del 18,375% di un *mineral interest* relativo alla licenza esplorativa per il perimetro Isarene è divenuto pienamente efficace ed Enel Trade ha corrisposto a Petroceltic, a titolo di prezzo di acquisto, un corrispettivo iniziale di circa 120 milioni di dollari statunitensi.

Successivamente, nel mese di luglio 2012, il Gruppo ha espresso parere favorevole al voto di approvazione della commerciabilità del giacimento da parte dei *contractor* (Petroceltic ed Enel Trade), inviando allo stesso tempo a Sonatrach l'autorizzazione a inoltrare alle Autorità algerine competenti la documentazione necessaria all'ottenimento della licenza operativa del giacimento. Contestualmente si è dato avvio alla negoziazione e alla stipula di un Accordo Quadro con Petroceltic International e Sonatrach (avente per oggetto l'assegnazione a Sonatrach dell'incarico di commercializzazione del gas che sarà generato dal giacimento per conto delle parti interessate), la cui definizione avverrà nei prossimi mesi.

In data 20 dicembre 2012 Sonatrach ha comunicato all'operatore l'avvenuta approvazione, da parte delle Autorità locali preposte, della commerciabilità del giacimento, sulla base del piano di sviluppo presentato.

13 febbraio — Emissione obbligazionaria sul mercato *retail* italiano

Nell'ambito di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA del 9 novembre 2011 relativamente alle emissioni obbligazionarie, in data 13 febbraio 2012 si è chiusa un'offerta pubblica di obbligazioni Enel a tasso fisso e a tasso variabile riservate ai risparmiatori

retail. Nel corso dell'offerta Enel ha aumentato il valore nominale della stessa, inizialmente previsto in 1,5 miliardi di euro, fino all'importo complessivo massimo di 3 miliardi di euro, a fronte di una domanda che è stata superiore a 5 miliardi di euro.

L'ammontare complessivo emesso risulta essere pari a 2,5 miliardi di euro con riferimento alle obbligazioni a tasso fisso, e a 500 milioni di euro con riferimento alle obbligazioni a tasso variabile. Per quanto riguarda le obbligazioni a tasso fisso (con scadenza 20 febbraio 2018 e con interessi che saranno corrisposti annualmente in via posticipata), il tasso di interesse nominale annuo lordo è pari al 4,875%, con un prezzo di emissione pari al 99,95% del loro valore nominale.

Le obbligazioni a tasso variabile (con scadenza 20 febbraio 2018 e con interessi che saranno corrisposti semestralmente in via posticipata) sono remunerate a un tasso nominale annuo pari all'Euribor a 6 mesi maggiorato di un margine pari a 310 punti base; tali obbligazioni sono state emesse a un prezzo pari al 100% del loro valore nominale.

27 febbraio — *Partnership* tra Enel Distribuzione e General Electric

In data 27 febbraio 2012 General Electric ed Enel Distribuzione hanno raggiunto un accordo di *partnership* strategica che avrà durata fino al 31 dicembre 2014, finalizzato allo sviluppo di progetti di efficienza energetica e riduzione delle emissioni di CO_2 su tutto il territorio nazionale. L'approccio integrato ai progetti e le sinergie fra le competenze tecniche e finanziarie del gruppo General Electric, abbinate all'esperienza di Enel Distribuzione nell'ambito del meccanismo incentivante dei titoli di efficienza energetica, consentiranno di implementare con efficacia operativa interventi complessi su clienti specifici. Le due aziende avvieranno al più presto i primi progetti per diffondere su larga scala soluzioni innovative sotto il profilo tecnologico, gestionale e finanziario, cogliendo anche le opportunità dei recenti sviluppi nella normativa incentivante l'efficienza energetica in Italia e coinvolgendo diversi *partner* su tutto il territorio nazionale specializzati per tecnologie e clienti *target*.

8 marzo — Aggiornamento del *rating* Enel da parte di Standard & Poor's

L'agenzia Standard & Poor's in data 8 marzo 2012 ha comunicato di aver rivisto il *rating* a lungo termine di Enel a "BBB+" (dal precedente "A-"). La stessa agenzia ha comunicato di aver confermato a "A-2" il *rating* a breve termine di Enel. A seguito della rimozione del *credit watch* negativo, l'*outlook* è stato a sua volta classificato come stabile.

La modifica del *rating* di Enel riflette, in particolare, il deterioramento del quadro macroeconomico dei mercati italiano e spagnolo e l'aumento della volatilità dei margini nel settore della generazione di energia elettrica. Tale modifica si accompagna a analoga revisione del profilo di credito *stand alone* della Società e fa seguito alla revisione del *rating* della Repubblica Italiana disposta dalla stessa agenzia.

Standard & Poor's osserva infine che le misure che Enel sta implementando per contrastare gli effetti congiunturali contribuiranno a migliorare il profilo di rischio finanziario del Gruppo, nonostante la debolezza delle prospettive economiche prevista dalla stessa agenzia con riferimento ai mercati italiano e spagnolo.

19 marzo — Accordo con China Huaneng per lo sviluppo del carbone pulito,delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita

In data 19 marzo 2012 Enel e il Huaneng Clean Energy Research Institute hanno siglato un protocollo d'intesa per la cooperazione nello sviluppo di tecnologie per il carbone pulito, l'energia rinnovabile e la generazione distribuita. L'accordo tra Enel e Huaneng, la prima azienda elettrica della Repubblica Popolare Cinese, definisce un programma per il miglioramento delle *best practice* in materia di sostenibilità ambientale della generazione. Enel e Huaneng Group già collaborano da tre anni allo studio di fattibilità per la realizzazione di un impianto di cattura e sequestro di anidride carbonica (CCS) presso una centrale elettrica alimentata a carbone in Cina e l'utilizzo della CO_2 per il recupero del pe-

trolio (EOR, *Enhanced Oil Recovery*). Il contributo di Enel riguarda specifiche aree di competenza: purificazione dei gas di combustione, cattura e stoccaggio della CO_2, analisi del progetto pilota di generazione elettrica urbana integrata con tecnologie sostenibili, generazione da fonti rinnovabili e implementazione del quadro normativo per favorire ulteriori programmi pilota di riduzione delle emissioni e la messa a punto di *Emission Trading Program* in Cina.

30 marzo — Accordo quadro con Confagricoltura per promuovere le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica

Confagricoltura ed Enel hanno siglato il 30 marzo 2012 un accordo quadro per lo sviluppo congiunto delle energie rinnovabili più idonee al comparto agricolo e dell'efficienza energetica.

Enel offrirà alle aziende il supporto tecnico e commerciale, favorendo la scelta corretta degli impianti da fonti rinnovabili (fotovoltaico, minieolico, biogas, biomasse) in base alle specifiche caratteristiche territoriali. Confagricoltura ed Enel collaboreranno inoltre alla valorizzazione dei sottoprodotti agricoli, al recupero a fini agro-energetici dei terreni incolti, a progetti pilota sui temi dell'efficienza energetica, delle *smart grid* e della mobilità elettrica per il trasporto di persone e merci nelle aree agricole. A valle dell'accordo quadro, verrà costituito un "Tavolo per l'Energia" che lavorerà ai protocolli operativi, analizzerà le situazioni specifiche e individuerà eventuali misure amministrative di supporto per facilitarne l'attuazione. Verrà inoltre costituito uno "Sportello qualità" per un costante raccordo tra le aziende agricole e il servizio fornito da Enel.

30 marzo — Accordo di *equity partnership* per lo sviluppo del parco eolico di Chisholm View (Oklahoma)

Il 30 marzo 2012 è stato siglato un accordo di *equity partnership* tra EFS Chisholm, controllata di GE Capital, ed Enel Green Power North America (EGPNA) per lo sviluppo del progetto eolico di Chisholm View, in Oklahoma. Il progetto, che richiede un investimento complessivo di circa 375 milioni di dollari statunitensi, avrà una capacità totale installata di 235,2 MW, ed è supportato da un accordo a lungo termine di acquisto dell'energia che sarà prodotta dall'impianto (PPA). In base all'accordo, EGPNA investirà circa 184 milioni di dollari, a fronte di una partecipazione del 49%; EGPNA ha un'opzione per aumentare la propria partecipazione nel progetto di un ulteriore 26%, in alcune date prestabilite.

Successivamente, in data 6 giugno 2012, EGPNA ed EFS Chisholm hanno firmato con un consorzio guidato da J.P. Morgan un accordo di *capital contribution*, in base al quale quest'ultimo si impegna a finanziare (per circa 220 milioni di dollari statunitensi) il progetto, al quale è associato un contratto d'acquisto a lungo termine dell'energia che sarà prodotta dall'impianto.

Nel momento in cui il consorzio emetterà il finanziamento – fatto salvo il rispetto dei requisiti specificati nell'accordo di *capital contribution* – le parti firmeranno un *tax equity agreement*, secondo il quale, a fronte dell'apporto di capitale effettuato dal consorzio, quest'ultimo riceverà una partecipazione con diritto di voto che gli consentirà di ottenere una percentuale dei benefici fiscali che saranno riconosciuti al progetto di Chisholm View.

3 aprile — Conferma di Enel nell'indice FTSE4Good

In data 3 aprile 2012 Enel è stata riconfermata nel prestigioso indice FTSE4Good, che misura il comportamento delle imprese nell'ambito della sostenibilità ambientale, le relazioni con gli *stakeholder*, il rispetto dei diritti umani e la lotta alla corruzione. Enel mantiene inoltre il punteggio assoluto di 4 su 5 nella *performance* ESG (*Environmental - Social - Governance*). Le aziende presenti nel FTSE4Good soddisfano stringenti criteri sociali e ambientali e sono state valutate capaci di capitalizzare i benefici derivanti da una condotta di *business* responsabile.

3 aprile — Roma Capitale, Enel e Acea insieme per la mobilità a "zero emissioni"

In data 3 aprile 2012 Roma Capitale, Enel e Acea hanno siglato un Protocollo che prevede l'installazione a Roma di 200 colonnine di ricarica per veicoli elettrici, 100 da parte di Enel e 100 da parte di Acea, dotate di una tecnologia in grado di garantire l'interoperabilità sia tra le infrastrutture delle due aziende, sia con i punti di ricarica già installati da Enel nell'ambito del progetto *E-Mobility Italy*. La condivisione tra Enel e Acea di tecnologie di ricarica interoperabili consentirà notevoli vantaggi logistici ed economici: chi utilizza un veicolo elettrico potrà ricaricarlo indifferentemente su infrastrutture Enel e Acea, sia a Roma sia nei comuni limitrofi, utilizzando un'unica *card* e pagando la ricarica comodamente in bolletta, secondo il contratto sottoscritto con il proprio venditore di energia. L'integrazione tecnologica tra le infrastrutture di ricarica di Enel e Acea, inoltre, renderà possibile la scelta della mobilità elettrica anche per i molti cittadini che vivono fuori Roma e lavorano nella Capitale, e viceversa.

17 maggio — Aggiornamento del *rating* Enel da parte di Moody's

In data 17 maggio 2012 l'agenzia Moody's ha comunicato di aver rivisto il *rating* di Enel a lungo termine a "Baa1" (dal precedente "A3"). La stessa agenzia ha altresì comunicato di aver confermato a "Prime-2" il *rating* a breve termine di Enel. L'*outlook* è stato modificato da negativo a stabile. La modifica del *rating* di Enel riflette, in particolare, la debolezza del quadro macroeconomico dei mercati italiano e spagnolo e la diminuzione dei margini nel settore della generazione di energia elettrica. Tale *rating* riflette inoltre le modifiche al quadro regolatorio e fiscale, in parte già intervenute in Italia e Spagna. In positivo, Moody's osserva che la Società ha allungato le scadenze del debito e aumentato la propria liquidità, che a oggi assicura la copertura integrale delle scadenze a tutto il 2014. Ciò attribuisce a Enel maggiore flessibilità nell'accesso alle fonti di finanziamento, pur nell'attuale contesto di volatilità dei mercati.

2 maggio — Nuovo finanziamento per tre impianti eolici

Il 2 maggio 2012 Enel Green Power, attraverso la controllata Enel Green Power International, ha sottoscritto con la Export Credit Agency del Governo danese (EKF) e Citigroup, quest'ultima quale *agent* e *arranger*, un contratto di finanziamento della durata di 12 anni, caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il *benchmark* di mercato, per un importo di 180 milioni di euro, garantito dalla stessa Enel Green Power. Il finanziamento verrà utilizzato per coprire parte degli investimenti (il cui valore complessivo è pari a circa 670 milioni di euro) per gli impianti eolici di Zephyr I, in Romania, con una capacità installata di 120 MW, di Caney River, negli Stati Uniti, da 200 MW, e di Cristal, in Brasile, da 90 MW, tutti di Enel Green Power.

21 giugno — Collaborazione fra Enel e LUKoil nelle attività di *upstream* e *midstream* nella Federazione Russa, in Europa e in Nord Africa

In data 21 giugno 2012 Enel e OJSC LUKoil hanno firmato un *memorandum* d'intesa per la cooperazione nel settore del gas. In particolare, le società valuteranno possibili progetti congiunti nel settore *upstream* nella Federazione Russa e in altri Paesi, analizzeranno il quadro regolamentare che disciplina il settore del gas naturale in Russia, condivideranno i rispettivi *know-how* e valuteranno la possibile fornitura di gas alle centrali elettriche di Enel OGK-5 da parte di LUKoil.

11 luglio — Accordo con le Associazioni dei Consumatori per il contributo straordinario alle famiglie interessate dall'emergenza neve

In data 11 luglio 2012 Enel e le Associazioni dei Consumatori hanno siglato un accordo che prevede un contributo straordinario per le famiglie colpite dai disagi causati dalle eccezionali nevicate del febbraio scorso. A titolo di responsabilità sociale d'impresa, Enel ha concordato con le Associazioni la corresponsione di un contributo economico per i disagi subiti per interruzioni superiori ai tre giorni e mezzo, in aggiunta a quanto previsto dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ARG/elt n. 198/11. Il contributo, commisurato alla durata dell'interruzione, del valore di 90 euro ogni ulteriori 24 ore successive ai tre giorni e mezzo, va ad aggiungersi ai 300 euro dell'indennizzo già previsto dalla delibera dell'AEEG, fino a un massimo di 650 euro.

12 luglio — Sviluppi regolamentari sulla distribuzione di energia elettrica in Argentina

La regolamentazione del settore elettrico in Argentina sta causando uno sfasamento nella corrispondenza tra ricavi e costi, per quanto riguarda sia l'attività di generazione sia quella di distribuzione di energia elettrica, con un impatto negativo sulla stabilità finanziaria delle società elettriche di tale Paese. Ciò considerato, al 30 giugno 2012 alcune delle società del Gruppo in Argentina hanno ritardato l'adempimento dell'obbligo di pagare alla scadenza taluni debiti; pertanto, il 12 luglio 2012 l'Autorità nazionale di regolamentazione per l'energia elettrica in Argentina (ENRE) ha comunicato a Edesur la designazione di un commissario per un periodo (estendibile) di 45 giorni, per ispezionare e verificare tutti gli atti di ordinaria amministrazione relativi alla distribuzione dell'energia da parte di Edesur; tale designazione non implica la perdita di controllo sulla società da parte del Gruppo. In data 20 luglio 2012 Edesur ha presentato ricorso avverso tale nomina L'incarico del commissario è stato prorogato più volte, sempre per una durata di 45 giorni, ulteriormente prorogabili se necessario. L'ultima proroga è avvenuta lo scorso 23 gennaio 2013.

20 luglio — Finanziamento del parco eolico di Caney River

In data 20 luglio 2012 Enel Green Power North America ha ottenuto, in base alla *Section* 1603 dell'*American Recovery and Reinvestment Act* del 2009, dal Dipartimento del Tesoro americano un *grant* per un importo pari a circa 99 milioni di dollari statunitensi per la realizzazione del parco eolico di Caney River, in Kansas.

20 luglio — Protocollo per la "città intelligente" con il Comune di Bologna

In data 20 luglio 2012 il Sindaco della città di Bologna ed Enel hanno firmato un protocollo di intesa per l'iniziativa europea "*Smart Cities*" che farà di Bologna una città ecosostenibile. Tale iniziativa, supportata dall'Unione Europea, coinvolge le città aderenti al Patto dei Sindaci, fa parte delle *European Industrial Initiatives* ed è finalizzata a creare le condizioni e le tecnologie per costruire una città sostenibile che coniughi in un unico modello urbano tutela dell'ambiente, efficienza energetica e sostenibilità economica.

25 luglio — Razionalizzazione societaria in America Latina

In data 25 luglio 2012 il Consiglio di Amministrazione di Enersis – società cilena controllata da Endesa tramite la società interamente posseduta Endesa Latinoamérica, che risulta titolare di una partecipazione diretta del 60,6% al capitale di Enersis – ha convocato un'Assemblea straordinaria degli Azionisti per il 13 settembre 2012 allo scopo di deliberare un aumento del capitale sociale fino a un importo massimo equivalente al controvalore di 8.020 milioni di dollari statunitensi, da sottoscrivere in denaro e/o mediante conferimento di beni in natura. In particolare, con riferimento alla quota di aumento di capitale che andrebbe a sottoscrivere il Gruppo, l'operazione prevede che Endesa Latinoamérica conferisca le partecipazioni direttamente possedute in talune società operanti nel settore elettrico (di nazionalità brasiliana, colombiana, peruviana, cilena e argentina, in prevalenza già partecipate direttamente da Enersis), il cui controvalore complessivo è stato valutato da parte di un esperto indipendente, il quale il 25 luglio 2012 ha presentato le sue conclusioni al Consiglio di Amministrazione della società cilena.

Successivamente, sulla base di alcune osservazioni pervenute dall'Autorità borsistica cilena, il Consiglio di Amministrazione di Enersis ha deciso di rinviare a data da destinarsi l'Assemblea degli Azionisti, e nel frattempo, oltre a ottemperare ad alcuni adempimenti formali necessari per l'operazione, ha nominato due esperti valutatori indipendenti al fine di identificare la valorizzazione più congrua dei pacchetti azionari da trasferire. Anche alla luce di tali valutazioni, il Consiglio di Amministrazione di Enersis, tenutosi in data 6 novembre 2012, ha convocato per il giorno 20 dicembre 2012 un'Assemblea straordinaria avente a oggetto l'aumento di capitale della società per un ammontare, espresso in pesos cileni, compreso tra i 5.915 milioni di dollari statunitensi e i 6.555 milioni di dollari statunitensi, da sottoscrivere in denaro e mediante conferimento di beni in natura. In particolare, nell'ambito di tale operazione l'Assemblea ha approvato con una maggioranza pari all'86% del capitale sociale:

- l'operazione di aumento di capitale proposta da Endesa, che prevede l'emissione di un massimo di n. 16.441.606.297 nuove azioni di Enersis a un prezzo di sottoscrizione pari a 173 pesos cileni per azione, corrispondenti a un ammontare complessivo pari a circa 5.995 milioni di dollari statunitensi (al cambio pesos cileni/dollari statunitensi del 20 dicembre 2012). In particolare, Endesa conferirà a Enersis l'intero capitale sociale di Conosur, società nella quale Endesa Latinoamérica ha fatto confluire le sopracitate partecipazioni possedute in 13 società latinoamericane a fronte di un totale di 9.967.630.058 azioni di Enersis, il che corrisponde a una valutazione degli attivi conferiti pari a circa 3.643 milioni di dollari statunitensi. I restanti azionisti potranno sottoscrivere in denaro un totale pari a n. 6.473.976.239 azioni di Enersis, corrispondenti a un ammontare di circa 2.352 milioni di dollari statunitensi (valori sempre calcolati al cambio pesos cileni/dollari statunitensi del 20 dicembre 2012);
- l'apposizione di una condizione sospensiva all'intera operazione di aumento di capitale, in base alla quale il relativo perfezionamento è subordinato all'effettuazione da parte degli altri azionisti di conferimenti in denaro che consentano al socio di maggioranza di non superare il limite di possesso azionario, fissato dalla legge e dallo statuto di Enersis in misura pari al 65% del capitale sociale con diritto di voto.

Nell'ambito dell'operazione, Enel ed Endesa hanno inoltre assunto l'impegno, formalizzato nel corso dell'Assemblea straordinaria, di rendere Enersis l'unico veicolo di investimento del Gruppo Enel in America Latina 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 possa sviluppare nell'ambito delle fonti rinnovabili in tale area geografica).

25 luglio — Enel e BEI: raggiunto accordo per finanziamento di 380 milioni di euro destinato a investimenti sulle reti di Enel Distribuzione

In data 25 luglio 2012 Enel Distribuzione ha sottoscritto con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) un contratto di finanziamento per 380 milioni di euro finalizzato a coprire parte degli investimenti connessi agli interventi di efficientamento della rete elettrica nazionale previsti

nel piano industriale di Enel Distribuzione per il periodo 2012-2014.

Gli investimenti che in tal modo verranno finanziati hanno l'obiettivo di potenziare la rete elettrica nazionale di distribuzione, con più del 37% degli interventi previsto nel Sud Italia.

Tali interventi consentiranno la connessione di impianti di generazione distribuita da fonti rinnovabili e il miglioramento della qualità del servizio, con una riduzione della durata e del numero di interruzioni per singolo cliente. Il contratto di finanziamento avrà una durata di 20 anni (con scadenza al 2032), un preammortamento di cinque anni (fino al 2018), sarà erogato entro la fine del 2012 ed è assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel SpA.

4 settembre — Emissione obbligazionaria sul mercato europeo per 1 miliardo di euro

In data 4 settembre 2012 Enel SpA, attraverso la sua controllata Enel Finance International, ha collocato sul mercato europeo un'emissione obbligazionaria destinata agli investitori istituzionali per un totale di 1 miliardo di euro. L'emissione è avvenuta in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione della stessa Enel SpA in data 9 novembre 2011, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*. L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da BNP Paribas, Citigroup, Crédit Agricole CIB, HSBC, J.P. Morgan, Morgan Stanley nella qualità di *global coordinators* e Banca IMI, Mitsubishi UFJ Securities, Mediobanca, Mizuho International plc, NATIXIS, UniCredit Bank nella qualità di *joint bookrunners*, ha raccolto adesioni per un importo di circa 5,7 miliardi di euro e presenta le seguenti caratteristiche: tasso fisso del 4,875% con scadenza 11 marzo 2020 (garantita da Enel SpA).

11 settembre — Deliberate emissioni obbligazionarie fino a un massimo di 5 miliardi di euro

In data 11 settembre 2012 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha deliberato una nuova autorizzazione all'emissione (da effettuarsi entro il 31 dicembre 2013) di uno o più prestiti obbligazionari, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 5 miliardi di euro, nell'ambito della strategia di estensione della scadenza media del debito consolidato e al fine di ottimizzare il profilo delle relative scadenze a medio e lungo termine. Tali prestiti potranno essere collocati presso investitori istituzionali ovvero presso il pubblico dei risparmiatori individuali (*"retail"*), in funzione delle opportunità offerte di volta in volta dal mercato. Le emissioni potranno essere effettuate direttamente da parte di Enel ovvero da parte della controllata olandese Enel Finance International (con garanzia della Capogruppo), in relazione alle opportunità che questa seconda soluzione potrà offrire per il collocamento sui mercati esteri. Il Consiglio di Amministrazione ha disposto contestualmente la revoca dell'analoga deliberazione consiliare con cui lo scorso 9 novembre 2011 è stata autorizzata l'emissione entro il 31 dicembre 2012 di uno o più prestiti obbligazionari, facendo comunque salvi la validità e gli effetti dei prestiti emessi e delle garanzie prestate in attuazione di tale deliberazione.

25 settembre — Accordo tra Enel e CNR per l'innovazione

In data 25 settembre 2012 Enel e il Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR) hanno siglato un Accordo Quadro per la promozione di iniziative congiunte nel campo della ricerca e innovazione. La collaborazione è centrata su tematiche di interesse comune che riguardano l'utilizzo delle fonti primarie e la generazione e distribuzione dell'energia elettrica fino agli usi finali, con l'obiettivo di

promuoverne un utilizzo efficiente. Le attività di collaborazione tra CNR ed Enel prevedono l'individuazione e l'analisi dell'evoluzione degli scenari tecnologici, la definizione delle priorità di ricerca congiunta e la promozione di una cultura energetica sul territorio. Verrà costituito un Comitato di gestione che dovrà individuare le tematiche di ricerca di interesse, le linee di attuazione e i temi specifici su cui operare, con l'obiettivo di ottimizzare i risultati e le risorse economiche disponibili.

29 settembre — Protocollo di intesa per l'innovazione nella Provincia di Bolzano

In data 29 settembre 2012 Enel Green Power, l'Assessorato all'Innovazione, Ricerca, Sviluppo e Cooperative della Provincia Autonoma di Bolzano e il TIS - Innovation Park hanno siglato un protocollo di intesa di durata triennale per favorire l'innovazione tecnologica nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. L'accordo è volto a agevolare lo sviluppo, il *test* e la diffusione di tecnologie innovative su tutto il territorio della provincia di Bolzano, grazie alle competenze di Enel Green Power e del TIS, luogo di innovazione su cui convergono esperienze imprenditoriali di successo e le competenze di tre poli universitari di eccellenza come quelli di Trento, Bolzano e Innsbruck. I tre firmatari potranno collaborare nella realizzazione di attività di tipo formativo, di ricerca applicata e di consulenza per l'introduzione e lo sviluppo di *know-how* nel campo delle tecnologie innovative nell'area della Provincia Autonoma di Bolzano, con riguardo tra l'altro alla produzione idroelettrica di piccola taglia e da biomasse, alla microgenerazione diffusa e all'accumulo, nonché alla creazione, progettazione e gestione di programmi di dimostrazione e sviluppo di isole energetiche e utenze isolate.

8 ottobre — Emissione obbligazionaria per 2 miliardi di euro

Il giorno 8 ottobre 2012 Enel SpA, attraverso la sua controllata Enel Finance International, ha collocato sul mercato europeo un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali per un totale di 2 miliardi di euro. L'emissione avviene in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA dell'11 settembre 2012, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*. L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da Bank of America Merrill Lynch, Barclays, Deutsche Bank, J.P. Morgan, Royal Bank of Scotland e Société Générale Corporate & Investment Banking nella qualità di *global coordinators* e Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, Credit Suisse, Goldman Sachs International, ING, Santander Global Banking and Markets e UBS Investment Bank nella qualità di *joint bookrunners*, ha raccolto adesioni per un importo superiore a 12 miliardi di euro ed è strutturata in due *tranche* (tutte garantite da Enel SpA), una da 1 miliardo di euro a tasso 3,625% con scadenza 17 aprile 2018 e l'altra di medesimo importo, a tasso 4,875% con scadenza 17 aprile 2023.

9 ottobre — Cessione di Endesa Ireland

In attuazione dell'accordo raggiunto il 14 giugno 2012, in data 9 ottobre 2012 Endesa Generación (per il 99,98%) ed Endesa (per lo 0,02%) hanno perfezionato la cessione dell'intero capitale della società irlandese Endesa Ireland a Scottish and Southern Energy (SSE). Il corrispettivo complessivo concordato con SSE per la cessione del 100% di Endesa Ireland è pari a 286 milioni di euro, con un *enterprise value*, riferito all'intero capitale di Endesa Ireland e inclusivo della posizione finanziaria netta al *closing*, pari a circa 360 milioni di euro. L'operazione, perfezionata a seguito dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni

da parte delle autorità competenti, rientra nel piano dismissioni annunciato da Enel ai mercati e ha determinato un impatto positivo sull'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo pari a circa 360 milioni di euro.

24 ottobre — Collaborazione NEC Corporation ed Enel per lo sviluppo delle *smart grid*

NEC Corporation, azienda *leader* nell'ambito delle soluzioni di rete, comunicazione e *Information Technology*, ed Enel Distribuzione hanno ampliato la loro *partnership* strategica per lo sviluppo delle *smart grid*, iniziata nell'aprile 2011, siglando in data 24 ottobre 2012 un nuovo *Memorandum Of Understanding* (MOU). Il nuovo accordo mira a implementare le opportunità di *business* comuni nel campo delle *"smart energy"*, una delle aree più promettenti per lo sviluppo dell'industria dell'energia, e rafforza la collaborazione tecnica e commerciale in tre settori cruciali delle tecnologie energetiche: contatori intelligenti e *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), sistemi di stoccaggio di energia (ESS) e sviluppo delle *smart city*.

6 novembre — Modifica del *rating* assegnato a Enel da Moody's

In data 6 novembre 2012 l'agenzia Moody's ha comunicato di aver rivisto il *rating* di Enel a lungo termine a "Baa2" (dal precedente "Baa1"). La stessa agenzia ha comunicato inoltre di aver confermato a "Prime-2" il *rating* a breve termine di Enel. L'*outlook* è negativo. Secondo Moody's, la modifica del *rating* di Enel riflette, in particolare, le sfide macroeconomiche, politiche e regolatorie che le *utility* affrontano in Italia e Spagna, anche alla luce del *rating* assegnato al debito sovrano spagnolo ("Baa3", con *outlook* negativo) e italiano ("Baa2", con *outlook* negativo). La modifica del *rating* di Enel, secondo l'agenzia, riflette la diminuzione dei margini nel settore della generazione di energia elettrica, verificatasi principalmente in Italia, nonché le modifiche al quadro regolatorio e fiscale del settore elettrico annunciate in Spagna. In positivo, Moody's osserva che il Gruppo ha allungato le scadenze del debito e aumentato la propria liquidità, che a oggi assicura la copertura delle scadenze a tutto il 2014 e anche oltre. Ciò attribuisce a Enel maggiore flessibilità nell'accesso alle fonti di finanziamento, pur nell'attuale contesto di volatilità dei mercati.

20 novembre — Nuovi finanziamenti Divisione Energie Rinnovabili

In data 20 novembre 2012 è stato sottoscritto tra la controllata Enel Green Power International, Export Credit Agency del Governo danese (EKF) e Citigroup, quest'ultima quale *agent* e *arranger*, un contratto di finanziamento della durata di 12 anni per un importo di 110 milioni di euro, garantito da Enel Green Power. Il finanziamento verrà utilizzato per coprire parte degli investimenti per l'impianto eolico di Enel Green Power di Talinay, in Cile, che ha una capacità installata di circa 90 MW. Il valore complessivo degli investimenti per la realizzazione dell'impianto è pari a circa 165 milioni di dollari statunitensi. Il finanziamento è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il *benchmark* di mercato.

Successivamente, il 27 novembre 2012 Enel Green Power ha sottoscritto con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) un contratto di finanziamento per complessivi 160 milioni di euro finalizzato a contribuire al finanziamento del programma di sviluppo in Italia delle attività fino all'anno 2014. Il finanziamento, di durata ventennale, sarà supportato da una o più garanzie rilasciate a BEI da primari gruppi finanziari. Le condizioni economiche complessive dell'operazione di finanziamento risultano essere competitive rispetto al *benchmark* di mercato.

Infine, in data 19 dicembre 2012 Impulsora Nacional de Electricidad ha stipulato un contratto di finanziamento con l'Inter-American Development Bank (IDB), per un ammontare di 988 milioni di pesos messicani, pari a circa 76 milioni di dollari statunitensi, a parziale copertura

dell'investimento per l'impianto eolico Bii Nee Stipa II, in Messico. Il contratto di finanziamento avrà una durata di 10 anni e sarà assistito da una *parent company guarantee* rilasciata dalla controllante Enel Green Power. Il parco eolico, che ha richiesto un investimento complessivo di circa 160 milioni di dollari statunitensi, ha una capacità installata di 74 MW ed è in grado di produrre, a regime, circa 250 milioni di kWh l'anno.

4 dicembre — Recesso dal progetto di costruzione dell'impianto nucleare di Flamanville

In data 4 dicembre 2012 Enel ha notificato a EDF l'esercizio del diritto di recesso dal progetto in costruzione del reattore nucleare EPR (*European Pressurized Reactor*) di Flamanville, in Normandia, e negli altri cinque impianti da realizzare in Francia utilizzando la stessa tecnologia EPR, concludendo così l'accordo di collaborazione strategica che le due società avevano sottoscritto nel novembre del 2007. L'accordo è entrato in vigore il 19 dicembre 2012. Con l'uscita dal progetto, Enel è stata rimborsata delle spese anticipate, in relazione alla sua quota del 12,5% nel progetto, per un ammontare complessivo di circa 613 milioni di euro più gli interessi maturati. La risoluzione dell'accordo ha inoltre determinato la cessazione dei contratti di anticipo di capacità da parte di EDF, correlati alla partecipazione di Enel negli EPR da costruire, per un totale di 1.200 MW nel 2012. L'ammontare complessivo dell'energia fornita da EDF a Enel come anticipo di capacità sarà gradualmente ridotto a 800 MW nel primo anno, 400 MW nel secondo anno, per azzerarsi nel terzo anno dalla data di conclusione dell'accordo di collaborazione.

Scenario di riferimento

Enel e i mercati finanziari

	2012	2011 *restated*
Margine operativo lordo per azione (euro)	**1,78**	1,87
Risultato operativo per azione (euro)	**0,82**	1,20
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	**0,09**	0,44
Dividendo unitario (euro)	**n.d.**	0,26
Pay-out ratio [1] (%)	**n.d.**	59
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	**3,91**	4,11
Prezzo massimo dell'anno (euro)	**3,31**	4,83
Prezzo minimo dell'anno (euro)	**2,03**	2,84
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	**3,06**	3,08
Capitalizzazione borsistica [2] (milioni di euro)	**28.774**	28.962
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	**9.403**	9.403

(1) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.
(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

		Corrente [1]	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	al 31.12.2010
Peso azioni Enel:					
- su indice FTSE MIB		9,92%	**11,02%**	12,98%	10,53%
- su indice STOXX Europe 600 Utilities		7,54%	**8,33%**	8,25%	8,07%
- su indice Bloomberg World Electric		2,63%	**3,17%**	2,93%	3,16%
Rating		Corrente [1]	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	al 31.12.2010
Standard & Poor's	*Outlook*	*Negative*	***Negative***	*Watch Negative*	*Stable*
	M/L termine	BBB+	**BBB+**	A-	A-
	Breve termine	A-2	**A-2**	A-2	A-2
Moody's	*Outlook*	*Negative*	***Negative***	*Negative*	*Negative*
	M/L termine	Baa2	**Baa2**	A3	A2
	Breve termine	P2	**P2**	P2	P1
Fitch	*Outlook*	*Negative*	***Watch Negative***	*Stable*	*Stable*
	M/L termine	BBB+	**BBB+**	A-	A-
	Breve termine	F2	**F2**	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 1° marzo 2013.

La crescita dell'economia globale nel 2012 è stata caratterizzata da un sostanziale rallentamento rispetto al *trend* registrato nel 2011.

Nelle principali economie emergenti l'attività economica nel 2012, seppur positiva, ha continuato a rallentare, riflettendo l'impatto negativo della congiuntura dei Paesi maturi e in particolar modo dei Paesi dell'area euro. Per quanto riguarda l'Italia, il 2012 si è chiuso con un calo consistente del PIL.

Nonostante la debolezza economica, i mercati finanziari internazionali hanno dato segni di stabilizzazione nel corso del 2012. Le quotazioni azionarie hanno segnato un incremento generalizzato e i premi per il rischio sovrano si sono ridotti, in particolar modo nei Paesi dell'area euro maggiormente esposti alle tensioni. La riduzione delle tensioni sui titoli di Stato ha anche favorito il miglioramento delle condizioni di finanziamento delle imprese riducendo il premio per il rischio richiesto.

Tale rischio rimane comunque legato soprattutto alle prospettive di crescita globale e al processo di stabilizzazione delle economie in ambito europeo.

I principali indici azionari europei hanno chiuso il 2012 in positivo, a eccezione dell'indice spagnolo (Ibex35) che ha visto un decremento di circa il 5% nell'esercizio.
L'indice italiano FTSE Italia All Share ha chiuso il 2012 con una variazione positiva del +8,4%. Il mercato azionario tedesco, rappresentato dal DAX, ha registrato un incremento consistente pari al 29,1%, l'indice francese CAC-40 ha guadagnato un 14,6% e, infine, l'indice di Londra FTSE100 ha registrato un incremento del 6,3%.

In questo contesto il settore delle *utility* europeo si è mosso in controtendenza registrando un leggero calo nel corso del 2012 (la variazione dell'indice STOXX 600 Utilities, che raggruppa le principali aziende per capitalizzazione quotate nei diversi listini europei, ha chiuso il 2012 con un calo del -1%).

Per quanto riguarda il titolo Enel, l'esercizio 2012 si è chiuso sostanzialmente invariato rispetto allo scorso anno a quota 3,138 euro, in linea con l'andamento dell'indice settoriale, ma decisamente meglio dei principali *competitor* europei. Infatti, tutte le principali aziende del settore hanno chiuso in forte calo a eccezione di RWE (in particolare, E.ON ha registrato un calo del -15,5%; EDF del -26,6%; GDF-Suez del -27,0%; Iberdrola del -14,6%; e RWE è salita del +15,1%).

Il 21 giugno 2012 è stato pagato il saldo sul dividendo relativo agli utili 2011 per un importo pari a 16 centesimi di euro.

Al 31 dicembre 2012 l'azionariato Enel è composto per il 31,2% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 40,5% da investitori istituzionali e per il 28,3% da investitori individuali.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione *Investor Relations* (http://www.enel.com/it-IT/investor/), dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee, oltre 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 2012 al 1° marzo 2013

Il contesto economico energetico nel 2012

Andamento economico

Nel corso del 2012 le turbolenze sui mercati finanziari si sono progressivamente affievolite grazie alle politiche di *austerity* implementate dai Paesi europei maggiormente indebitati. Nell'area euro, la crescita economica ha subíto un'ulteriore decelerazione rispetto al 2011, principalmente causata dalla scarsa competitività dei Paesi mediterranei, dalla carenza di risorse finanziarie disponibili da parte dei Governi per azionare politiche economiche anticicliche e dai crescenti dubbi sulla tenuta dell'Unione Monetaria Europea. Il livello della produzione industriale risulta in flessione nel terzo e quarto trimestre 2012, segnando nell'Eurozona un decremento rispettivamente del 2,7% (terzo trimestre) e del 3,4% (quarto trimestre) rispetto ai valori del 2011. Parte delle perdite dei livelli produttivi sono da addebitare al particolare momento di crisi del ciclo economico, caratterizzato da una rigorosa disciplina fiscale perseguita dai singoli Stati, dai livelli di consumi particolarmente ridotti e dall'alto livello di disoccupazione dell'intera Europa. Durante il secondo semestre 2012 si registrano notevoli riduzioni negli andamenti degli *spread* governativi sia per gli interventi decisi dai *policy makers*, quali l'*Outright Monetary Transactions* (OMT) a livello sovranazionale, sia per le politiche implementate a livello nazionale dai cosiddetti Paesi periferici.

Il tasso di crescita del PIL mondiale ha registrato un netto decremento, passando dal 3,0% registrato nel 2011 al 2,5% del 2012. Il principale motivo di tale decremento è senz'altro da attribuirsi alle economie dei Paesi maturi che nel 2012 hanno realizzato una crescita dell'1,3% a fronte di un 4,9% da parte delle economie emergenti. In tale contesto l'economia americana ha realizzato un miglioramento del 2,2% a fronte dell'1,8% del 2011. Per quanto riguarda la crescita dei singoli Paesi all'interno dell'area euro, l'economia tedesca ha registrato, dopo un 2010 e un 2011 di ottime *performance* economiche (+4% nel 2010 e +3,1% nel 2011), una crescita solamente dell'1% nel 2012, dovuta principalmente alla congiuntura economica internazionale particolarmente negativa. Tra i Paesi europei maggiormente colpiti dalla crisi dell'Eurozona vi sono l'Italia (-2,4%), la Grecia (-6,6%), la Spagna (-1,4%) e il Portogallo (-3,2%).

Nel 2012 la crescita delle economie emergenti è stata caratterizzata da un forte rallentamento rispetto ai livelli registrati negli anni precedenti (Cina +7,7%; India +5,1%; Taiwan +1,2%; Indonesia +6,2%). Ridotte anche le *performance* delle economie dei Paesi dell'America Latina, che hanno registrato una crescita nel 2012 solo del 2,3% (nel 2010 era stata del 6,0% e nel 2011 del 4,1%).

Nei mercati dei cambi, il rapporto euro/dollaro è passato da una media dell'1,39 nel 2011 a una media dell'1,29 nel 2012. Tale decremento è principalmente attribuibile agli accordi raggiunti dalle istituzioni europee in materia monetaria e fiscale che hanno determinato una situazione di rientro dai livelli allarmanti dei titoli governativi dei Paesi mediterranei dell'area euro nel corso del 2011.

Con il fine di agevolare l'accesso al credito degli investitori istituzionali e sostenere il livello degli investimenti, la Banca Centrale Europea ha stabilito da luglio del 2012 un tasso dello 0,75% sulle operazioni di rifinanziamento principale. Tale valore risulta immutato a dicembre 2012. Le operazioni di rifinanziamento marginali sono state fissate a un valore dell'1,5% (da luglio 2012). L'inflazione nell'area euro registrata durante il 2012 (2,2%) è risultata in diminuzione rispetto ai valori del 2011 (2,7%).

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

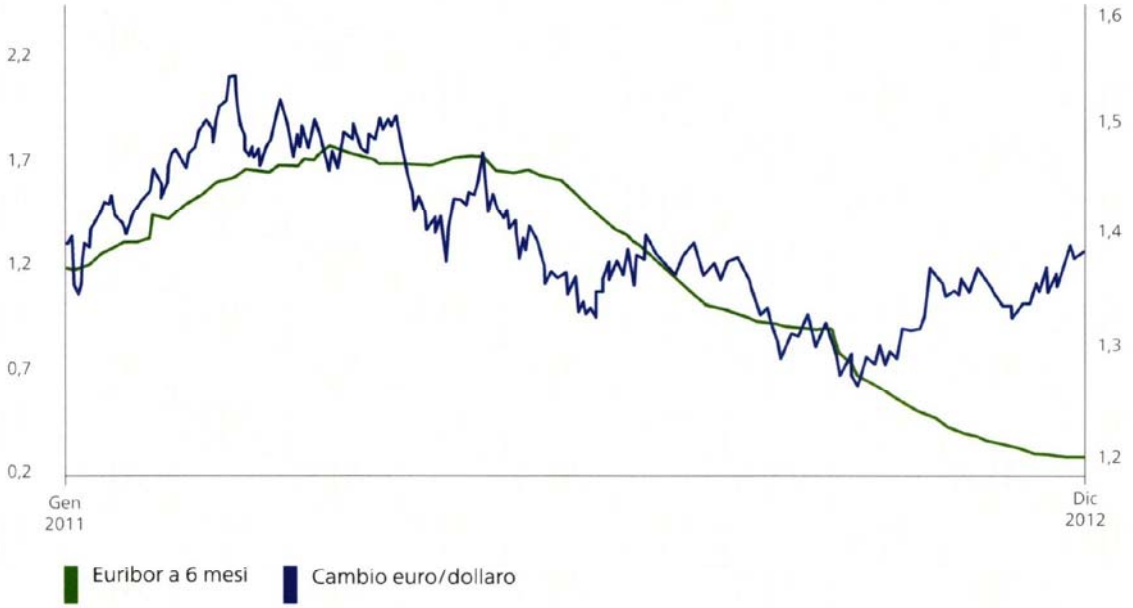
%

	2012	2011
Italia	**-2,4**	**0,6**
Spagna	-1,4	0,4
Portogallo	-3,2	-1,6
Belgio	-0,2	1,8
Grecia	-6,6	-7,1
Francia	-	1,7
Bulgaria	0,8	1,7
Romania	0,2	2,5
Slovacchia	2,0	3,2
Russia	3,4	4,3
Argentina	1,7	8,9
Brasile	0,9	2,7
Cile	5,6	6,0
Colombia	3,5	5,9
Messico	3,8	3,9
Perù	6,3	6,3
Canada	1,9	2,6
USA	2,2	1,8

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

Andamento dei principali indicatori di mercato

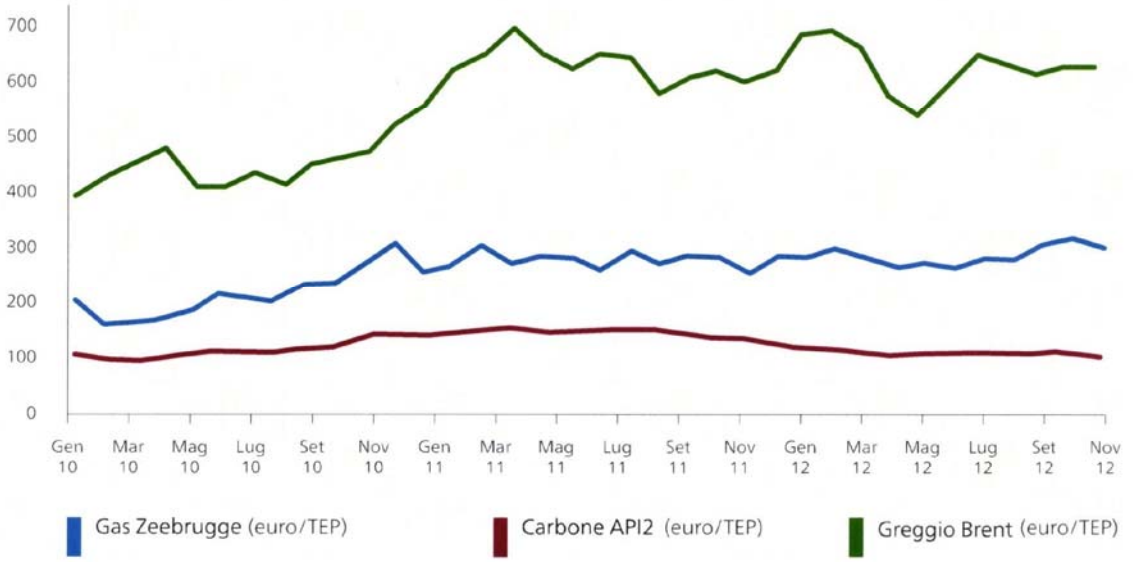
Mercato monetario



Le quotazioni internazionali delle *commodity*

Nel 2012 il prezzo del Brent, pari a 115 dollari statunitensi a fine anno, è stato sostenuto da una serie di fattori non direttamente riconducibili a movimenti strutturali di domanda e offerta. Tra le principali cause vi sono i disordini in Medio Oriente e Nord Africa, le nuove misure di stimolo monetario da parte della *Federal Reserve* con un nuovo *Quantitative Easing* e in parte la rimozione di circa un milione di barili al giorno di greggio iraniano sul mercato mondiale. Disequilibri geopolitici e moventi finanziari appaiono quindi essere stati le principali cause di tale andamento.

Quotazioni delle *commodity*



La persistente volatilità che ha caratterizzato nel corso del 2012 le quotazioni del Brent non ha invece interessato il livello dei prezzi di gas e carbone. I prezzi del carbone si sono attestati a livelli ridotti a causa dell'elevato volume di esportazioni proveniente dagli Stati Uniti e dal rallentamento dell'*import* cinese. Inoltre, le condizioni strutturali del mercato dei noli, caratterizzato da un *surplus* di offerta, ha determinato una discesa dei costi di trasporto. Nel 2012 il prezzo del carbone registra una riduzione del 31% rispetto al 2011, attestandosi a 93 dollari statunitensi/tonnellata. Nel mercato del gas, la contemporanea debolezza della domanda in Italia (in particolare per gli usi termoelettrici) e la lieve risalita dei prezzi in Nord Europa hanno determinato una convergenza del prezzo *spot* italiano a quello delle Borse europee. Il prezzo *spot* del gas naturale nell'*hub* europeo di Zeebrugge è passato da 57,5 pence inglesi/therm (2011) a 59,6 pence inglesi/therm (2012), registrando una crescita del 3,6%.

I mercati dell'energia elettrica

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

TWh

	2012	2011	2012-2011
Italia	**325,3**	**334,6**	**-2,8%**
Spagna	252,0	255,4	-1,3%
Portogallo	49,0	50,5	-3,0%
Francia	489,5	478,2	2,4%
Grecia	50,2	51,2	-2,0%
Bulgaria	32,5	33,2	-2,1%
Romania [1]	39,2	39,8	-1,5%
Slovacchia	26,7	26,7	-
Russia [2]	769,4	758,9	1,4%
Argentina	125,5	121,0	3,7%
Brasile	546,9	528,0	3,6%
Cile [3]	47,5	45,0	5,6%
Colombia	59,4	57,0	4,2%
Perù	38,1	36,0	5,8%
USA [4]	3.112	3.173	-1,9%

(1) Dato al 30 settembre 2012 e 2011.
(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 (-2,8%), Spagna (-1,3%), Grecia (-2,0%) e Portogallo (-3,0%) le negative *performance* del comparto industriale e le incertezze del quadro macroeconomico hanno avuto un impatto determinante sui livelli della domanda elettrica. Nei restanti Paesi europei, nel 2012 si rileva una domanda elettrica in crescita in Francia (+2,4%) e Russia (+1,4%) rispetto al 2011. Continua la forte crescita dei Paesi dell'America Latina, con incrementi sostenuti per Argentina (+3,7%) e Brasile (+3,6%) e ancor più elevati per Cile (+5,6%), Colombia (+4,2%) e Perù (5,8%).

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

	2012	2011	2012-2011	
Produzione netta:				
- termoelettrica	204.796	218.486	(13.690)	-6,3%
- idroelettrica	43.322	47.202	(3.880)	-8,2%
- eolica	13.119	9.775	3.344	34,2%
- geotermoelettrica	5.238	5.315	(77)	-1,4%
- fotovoltaica	18.323	10.668	7.655	71,8%
Totale produzione netta	**284.798**	**291.446**	**(6.648)**	**-2,3%**
Importazioni nette	43.088	45.733	(2.645)	-5,8%
Energia immessa in rete	**327.886**	**337.179**	**(9.293)**	**-2,8%**
Consumi per pompaggi	(2.627)	(2.539)	(88)	-3,5%
Energia richiesta sulla rete	**325.259**	**334.640**	**(9.381)**	**-2,8%**

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2012).

L'*energia richiesta* in Italia nel 2012 registra un decremento (-2,8%) rispetto al valore registrato nel 2011, attestandosi a 325,3 TWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'86,8% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,3% nel 2011) e per il restante 13,2% dalle importazioni nette (13,7% nel 2011).

Le *importazioni nette* nel 2012 registrano un decremento di 2,6 TWh, per effetto essenzialmente del calo della domanda e dell'*overcapacity* che caratterizza il mercato domestico.

La *produzione netta* nel 2012 registra un decremento del 2,3% (-6,6 TWh), attestandosi a 284,8 TWh. In particolare, la riduzione dell'energia elettrica generata da fonte idroelettrica (-3,9 TWh), a seguito delle più sfavorevoli condizioni di idraulicità, è stata più che compensata dall'incremento della produzione da fonte fotovoltaica (+7,7 TWh) e da fonte eolica (+3,3 TWh). Tali fattori, associati al sopra citato decremento della domanda di energia elettrica, hanno comportato una riduzione della generazione da fonte termoelettrica per 13,7 TWh.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

	2012	2011	2012-2011	
Produzione lorda regime ordinario:				
- termoelettrica	93.314	94.223	(909)	-1,0%
- nucleare	61.470	57.731	3.739	6,5%
- idroelettrica	19.455	27.571	(8.116)	-29,4%
Totale produzione lorda regime ordinario	**174.239**	**179.525**	**(5.286)**	**-2,9%**
Consumi servizi ausiliari	(7.888)	(7.247)	(641)	-8,8%
Produzione regime speciale	102.428	92.401	10.027	10,9%
Produzione netta	**268.779**	**264.679**	**4.100**	**1,5%**
Esportazioni nette [1]	(11.770)	(6.091)	(5.679)	83,9%
Consumi per pompaggi	(5.023)	(3.215)	(1.808)	56,2%
Energia richiesta sulla rete	**251.986**	**255.373**	**(3.387)**	**-1,3%**

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.
Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Balance eléctrico diario Peninsular* - consuntivo dicembre 2012). I volumi del 2011 sono aggiornati al 3 dicembre 2012.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel 2012 risulta in diminuzione (-1,3%) rispetto al valore registrato nel 2011, attestandosi a 252,0 TWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nel 2012 risultano in aumento (+83,9%) rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2011.

La *produzione netta* nel 2012 è in aumento dell'1,5% (+4,1 TWh) a seguito sostanzialmente della maggiore produzione da fonte nucleare (+6,5%), nonché dell'incremento della produzione in regime speciale (+10,9%). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore produzione idroelettrica (-29,4%) dovuta alle peggiori condizioni di idraulicità rispetto al precedente esercizio.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh

	2012	2011	2012-2011	
Produzione lorda regime ordinario:				
- termoelettrica	14.399	14.916	(517)	-3,5%
Totale produzione lorda regime ordinario	**14.399**	**14.916**	**(517)**	**-3,5%**
Consumi servizi ausiliari	**(850)**	(882)	32	3,6%
Produzione regime speciale	1.044	996	48	4,8%
Produzione netta	**14.593**	**15.030**	**(437)**	**-2,9%**
Importazioni nette	570	-	570	-
Energia richiesta sulla rete	**15.163**	**15.030**	**133**	**0,9%**

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Balance eléctrico diario Extrapeninsulares* - consuntivo dicembre 2012).

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel 2012 risulta in aumento (+0,9%) rispetto al valore registrato nel 2011, attestandosi a 15,2 TWh. Tale richiesta è stata quasi interamente soddisfatta dalla produzione netta destinata al consumo.

Le *importazioni nette* nel 2012 si attestano a 0,6 TWh e sono relative all'interscambio con la penisola iberica.

La *produzione netta* nel 2012 è in diminuzione del 2,9% (-0,4 TWh) a seguito della minore produzione termoelettrica (-3,5%), solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione in regime speciale.

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio *baseload* 2012 (euro/MWh)	Variazione prezzo *baseload* 2012-2011	Prezzo medio *peakload* 2012 (euro/MWh)	Variazione prezzo *peakload* 2012-2011
Italia	**75,5**	4,6%	**66,6**	-6,3%
Spagna	**47,2**	-5,5%	**41,5**	-10,0%
Russia	**23,8**	3,5%	**27,5**	+5,2%
Slovacchia	**43,4**	-15,0%	**54,1**	-12,4%
Brasile	**66,1**	427%	**172,1**	367%
Cile	**145,4**	11,3%	**253,1**	25,6%
Colombia	**50,0**	69,1%	**113,3**	126%

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2012	2011	2012-2011
Mercato finale (residenziale) [1]			
Italia	**14,9**	14,0	6,4%
Francia	**9,9**	9,9	-
Portogallo	**11,1**	10,2	8,8%
Romania	**7,9**	8,5	-7,1%
Spagna	**14,7**	16,0	-8,1%
Slovacchia	**14,0**	13,7	2,2%
Mercato finale (industriale) [2]			
Italia	**13,2**	11,5	14,8%
Francia	**8,1**	7,2	12,5%
Portogallo	**10,5**	9,0	16,7%
Romania	**8,3**	8,0	3,8%
Spagna	**11,5**	10,8	6,5%
Slovacchia	**12,7**	12,3	3,3%

(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.
	2012				2011			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh)	**81,4**	**73,5**	**81,5**	**65,6**	66,5	68,3	75,2	78,8
Utente domestico tipo con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh):								
prezzo al lordo delle imposte	**17,3**	**19,1**	**19,1**	**19,4**	15,6	16,2	16,5	16,5

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 2012 un incremento del 4,6% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2011. Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas registra nel 2012 un incremento del 15,6%, 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

Miliardi di m³

	2012	2011	2012-2011	
Italia	**75,0**	77,9	(2,9)	-3,7%
Spagna	**31,2**	32,1	(0,9)	-2,8%

Il 2012 è stato caratterizzato da un ribasso della domanda di gas naturale sia in Italia sia in Spagna. Tale riduzione 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

Miliardi di m³

	2012	2011	2012-2011	
Usi domestici e civili	**30,8**	31,1	(0,3)	-1,0%
Industria e Servizi	**16,9**	16,5	0,4	2,4%
Termoelettrico	**25,0**	28,0	(3,0)	-10,7%
Altro (1)	**2,3**	2,3	-	-
Totale	**75,0**	**77,9**	**(2,9)**	**-3,7%**

(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 2012 si attesta a 75,0 miliardi di metri cubi, registrando un decremento del 3,7% rispetto all'esercizio precedente.
Alla contrazione dei consumi per la generazione termoelettrica, 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.
		2012				2011		
Utente domestico tipo con consumo annuo di 1.400 m³ (centesimi di euro/m³):								
prezzo al lordo delle imposte	86,4	87,9	90,2	91,2	75,0	76,5	79,7	84,1

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 del 12,8%.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

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

Il 27 luglio 2012 è stato pubblicato il regolamento n. 648/2012 del Parlamento e del Consiglio Europeo sugli strumenti derivati OTC, le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni. Il regolamento è entrato in vigore il 16 agosto 2012.

Con riferimento alle controparti di un derivato OTC, le principali disposizioni contenute nel regolamento riguardano l'obbligo di compensazione centralizzata per alcune classi di derivati, l'applicazione di tecniche di mitigazione del rischio per i derivati non sottoposti a compensazione centralizzata e il *reporting* di tutti i derivati realizzati. Le nuove regole prevedono, inoltre, che le istituzioni non finanziarie siano sottoposte all'obbligo di compensazione 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 cosiddette soglie di compensazione).

Il 27 settembre 2012 l'Autorità Europea dei Mercati Finanziari (ESMA, *European Securities and Markets Authority*) ha inviato alla Commissione Europea la sua proposta di atti implementativi (*Regulatory and Implementing Technical Standards*): tale proposta contiene, tra l'altro, le disposizioni relative alle soglie di compensazione per le controparti non finanziarie e alla definizione di copertura del rischio ai fini del regolamento. Il 19 dicembre 2012 la Commissione Europea ha adottato senza modifiche gli atti implementativi proposti da ESMA. Il 19 febbraio 2013 si è concluso il periodo di analisi a disposizione del Consiglio e del Parlamento Europeo, che non hanno sollevato obiezioni formali rispetto alle proposte della Commissione.

Direttiva sull'Efficienza Energetica

Il 14 novembre 2012 la direttiva 2012/27/CE è stata pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione Europea ed è entrata in vigore il 4 dicembre 2012. La nuova direttiva, che sostituisce le precedenti direttive sulla cogenerazione (2004/8/CE) e sui servizi energetici (2006/32/CE), prevede tra le misure principali:

- un obiettivo comunitario vincolante definito in termini di consumi primari/finali al 2020 (1.474 Mtep primari, 1.078 Mtep finali) e obiettivi nazionali indicativi definiti dagli Stati Membri. Nel 2014 la Commissione effettuerà un riesame dei risultati provvedendo se necessario all'imposizione di obiettivi vincolanti a livello di Stato Membro ai fini del raggiungimento dell'obiettivo comunitario;
- un obbligo di risparmio per le società di vendita e distribuzione di energia elettrica e gas pari all'1,5% dell'energia venduta annualmente nel triennio 2010-2012; tale obbligo può essere ridotto a livello di Stato Membro per un massimo del 25% attraverso misure di flessibilità, tra cui:
  - una diluizione dei tempi di applicazione dell'obbligo (riduzioni annuali dell'1% nel 2014-2015, dell'1,25% nel 2015-2016 e dell'1,5% nel 2018-2020) per un risparmio complessivo ridotto rispetto a quello originale;
  - l'esenzione dalla base d'obbligo dell'energia venduta a consumatori industriali soggetti all'*Emission Trading System* europeo (EU ETS);
  - l'utilizzo di risparmi già conseguiti con effetto fino al 2020;
  - il conteggio dei risparmi conseguiti nella trasformazione dell'energia e nel settore del trasporto e della distribuzione.

  Tale obbligo può alternativamente essere raggiunto attraverso misure equivalenti di risparmio energetico sui consumi finali a discrezione degli Stati Membri;
- un obbligo di riqualificazione edilizia negli edifici governativi.

Gli Stati Membri dovranno implementare a livello nazionale le prescrizioni della direttiva entro il 5 giugno 2014.

Emission Trading

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 Fase III 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 2020. Durante gli ultimi mesi del 2012 sono stati venduti sul mercato 120 milioni di permessi della Fase III (c.d. "aste anticipate"). Le quote di pertinenza di Italia, Spagna e Slovacchia sono rispettivamente il 9,4%, l'8,4% e l'1,5% sul totale quote messe a disposizione a livello europeo per l'intera Fase III. 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*, fonti rinnovabili ecc.).

Un'altra importante novità riguarda l'avvio della monetizzazione delle quote della riserva 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 *Carbon Capture and Storage* (CCS). Le quote (300 milioni di EUAs) saranno vendute sul mercato *over the counter* (OTC), Borse regolate e tramite aste. La vendita dei primi 200 milioni di permessi si è conclusa a novembre 2012; successivamente la BEI monetizzerà i restanti 100 milioni di quote.

Dal 1° gennaio 2012 il settore aereo è stato incluso nell'ETS. Considerato il quantitativo di quote che gli operatori aerei dovranno acquistare mediante asta (15%), si prevede che il settore contribuirà a sostenere la domanda di permessi sul mercato per una percentuale seconda solo al settore elettrico. A seguito della causa legale intentata da alcune compagnie statunitensi, nel mese di dicembre 2011 la Corte di Giustizia Europea ha stabilito la legittimità dell'inclusione nell'ETS di operatori extraeuropei, in quanto coerente con il diritto internazionale e con il principio di sovranità degli Stati.

Infine, nel corso del 2012 un Registro Unico europeo ha sostituito i registri nazionali per la contabilizzazione delle quote di emissione. Per gli operatori aerei il nuovo registro è operativo da gennaio 2012 (in concomitanza con l'inclusione del settore nell'ETS) mentre per gli altri settori ETS la transizione è avvenuta nel corso del 2012. Il passaggio al nuovo Registro Unico è accompagnato da una serie di misure volte a incrementare il grado di sicurezza e trasparenza del mercato europeo delle quote di emissione.

Decisioni nell'ambito della Direttiva Emissioni Industriali

Nell'ambito della fase di implementazione della Direttiva Emissioni Industriali (IED, 2010/75/UE) sono state adottate dalla Commissione due decisioni.

La prima, del 10 febbraio 2012, delinea le modalità di elaborazione e implementazione da parte degli Stati Membri dei Piani Nazionali Transitori: gli impianti che rientreranno nel Piano potranno adeguare le proprie emissioni ai limiti della direttiva in modo graduale dal 1° gennaio 2016 al 30 giugno 2020.

La seconda decisione, del 7 maggio 2012, definisce i periodi di avvio e di arresto di un impianto, necessari per la corretta valutazione del rispetto dei limiti emissivi.

SEVESO III

Il 4 luglio 2012 il Parlamento e il Consiglio Europeo hanno adottato la direttiva SEVESO III sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, allo scopo di allineare l'elenco delle sostanze oggetto della direttiva ai cambiamenti nel sistema europeo di classificazione delle sostanze pericolose, rafforzare le disposizioni in merito all'accesso del pubblico alle informazioni di sicurezza e introdurre norme più severe per le ispezioni agli impianti, a partire da giugno 2015.

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'ordi-

namento 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 a 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*, la legge n. 27/2012 ha stabilito il passaggio a un modello di separazione proprietaria da completare entro settembre 2013.

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. In esito alle aste per il periodo 2011-2013 Enel Energia è risultata essere il fornitore del servizio di salvaguardia in cinque delle dodici aree (Umbria e Marche, Sardegna, Campania, Basilicata e 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'Autorità per l'energia elettrica e il gas (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 notevolmente 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, tuttavia, è garantito un servizio di tutela (per i clienti domestici e non domestici con consumi fino a 50.000 metri cubi l'anno o che svolgono attività di servizio pubblico) 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 clienti tutelati è garantita dal Fornitore di Ultima Istanza (FUI), individuato annualmente attraverso procedure concorsuali a partecipazione volontaria svolte su base territoriale.

Con riferimento alle condizioni economiche applicate ai clienti aventi diritto al servizio di tutela, a novembre 2012 l'AEEG ha avviato un processo di riforma delle modalità di determinazione della componente materia prima (QE), che aveva già modificato in corso d'anno al fine di tenere conto dell'andamento dei prezzi *spot* europei.

Per il biennio 2012-2013, l'AEEG ha incrementato la com-

ponente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD) di circa il 10% per i clienti domestici.

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 esercita 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*). Le piattaforme organizzate sono il Mercato Elettrico a Termine (MTE), gestito dal GME, in cui sono negoziati contratti di energia elettrica a termine con consegna fisica del bene, e il Mercato dei Derivati Elettrici (IDEX), gestito da Borsa Italiana, sul quale vengono trattati specifici strumenti derivati aventi come sottostante l'energia elettrica.

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 caratterizzati da elevata domanda.

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 dal 2013 con impegno dei produttori a rendere disponibile la propria capacità dal 2017.

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 assicurata per il 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. A ottobre 2012, in ottemperanza del decreto legislativo n. 93/2011, il GME ha formulato la proposta di disegno del Mercato a Termine del gas naturale (MT gas), in relazione alla quale si attende il parere delle commissioni parlamentari.

Una volta entrato in funzione, il MT gas completerà l'assetto del mercato all'ingrosso del gas italiano, andando a aggiungersi 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.

Dal mese di aprile 2012 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 meccanismi atti a favorire l'eventuale ingresso di gas *spot* attraverso il punto di entrata di Tarvisio.

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 durata 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.

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 periodo di regolazione vigente (2012-2015) l'AEEG ha fissato per le attività di distribuzione e misura un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,6% per gli investimenti effettuati fino al 2011 e pari all'8,6% per quelli realizzati a partire dall'esercizio 2012. Sono inoltre previste ulteriori maggiorazioni del WACC (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.

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).

Il decreto ha inoltre ridefinito i nuovi criteri che dovranno essere seguiti dall'AEEG nella determinazione del contributo tariffario.

Conto energia termico

Con il decreto del 28 dicembre 2012, in attuazione del decreto legislativo n. 28/2011, il MSE ha introdotto specifici incentivi per promuovere la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, nonché gli interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni.

Gli incentivi – di cui possono beneficiare sia le amministrazioni pubbliche sia i soggetti privati – sono erogati dal GSE in rate annuali costanti per un periodo massimo di cinque anni. Tra gli interventi ammessi vi sono quelli sull'involucro di edifici esistenti (solo per amministrazioni pubbliche) nonché gli interventi di installazione di pompe di calore, collettori solari termici e scaldacqua elettrici a pompa di calore.

Per l'accesso al regime incentivante sono stabiliti requisiti minimi suddivisi per tipologia di intervento.

Il decreto demanda inoltre all'AEEG il compito di definire tariffe specifiche per l'utilizzo di pompe di calore elettriche, in un'ottica di promozione dell'efficienza energetica e di riduzione delle emissioni inquinanti.

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 e dal Regio Decreto Legge n. 13/2012 mediante il quale sono state recepite le disposizioni comunitarie del "Terzo Pacchetto Energia". Le linee guida del *framework* regolamentare sono le seguenti:

- la generazione di energia elettrica avviene in condizioni di libera concorrenza;
- il trasporto, la distribuzione e la gestione economica e tecnica del sistema sono attività regolamentate;
- 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 Último Recurso* (CUR), la quale applicherà una *Tarifa de Último Recurso* (TUR), fissata dal Governo, tenendo conto del costo dei prezzi dell'energia elettrica sulla base di mercati a termine;
- le tariffe di connessione 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 dell'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 im-

pianti 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 del monitoraggio della rete di trasmissione.

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 risoluzione del Ministero competente che stabilisce i principali parametri di questo meccanismo che dovrebbe concludersi il 31 dicembre 2014. Secondo tale risoluzione, dal 2011 al 2014, il volume totale di elettricità prodotto da tale fonte non doveva superare i 23,4 TWh annui. Tuttavia, il Regio Decreto Legge n. 13/2012 ha ridotto, con carattere eccezionale e solo per l'esercizio 2012, del 10% il volume massimo di energia programmabile prodotta da carbone nazionale.

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

Per l'anno 2012, come conseguenza della riduzione introdotta con carattere eccezionale dal RDL n. 13/2012, per la prima categoria l'ammontare degli investimenti riconosciuti è pari a 23.400 euro/MW annui per 10 anni; 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.

Mercato al dettaglio. Tariffa di ultima istanza e *bonus 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 (*Tarifa de Último Recurso*, o TUR), la quale rimane regolata e stabilita dal Governo.

In base a quanto prescritto dal Regio Decreto n. 485/2009, pubblicato ad aprile 2009, il Ministero competente fissa la tariffa di ultima istanza applicata dai fornitori di ultima istanza. Il Regio Decreto individua inoltre le cinque imprese, tra cui Endesa, con risorse e mezzi sufficienti per svolgere il ruolo di fornitori di ultima istanza (le rimanenti quattro sono Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico ed E.ON).

Il Regio Decreto Legge n. 6/2009 ha inoltre previsto una misura di carattere sociale, il *bonus social*, cui possono ricorrere a partire dal 1° luglio 2009 tutti i clienti che presentano determinate condizioni economiche stabilite dal decreto stesso. Il *bonus social* corrisponde alla differenza tra la TUR e una tariffa di riferimento denominata *Tarifa Reducida*. Il *bonus social* è applicato al cliente finale dalla società di vendita e il relativo costo è a carico dalle società di generazione in base a una percentuale stabilita dal Governo. Con sentenza del 7 febbraio 2012 il Tribunale Supremo ha stabilito che il costo del *bonus social* non debba essere finanziato dalle aziende elettriche. In applicazione di tale sentenza mediante l'Ordine Ministeriale IET/843/2012 il 25 aprile 2012, è stato modificato il sistema di *settlement* e stabilito il finanziamento del meccanismo attraverso la tariffa di accesso.

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 adattamen-

ti 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).

A oggi le entrate corrispondenti alle tariffe di acceso non sono sufficienti a remunerare gli effettivi costi regolati di sistema. Tale situazione genera 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 2011 ha raggiunto i 29,8 miliardi di euro, mentre si stima che al 31 dicembre 2012 l'ammontare cumulato abbia superato i 35 miliardi di euro.

Il *deficit* è ripartito tra cinque imprese elettriche: Endesa, Iberdrola e Gas Natural Fenosa (le quali detengono il 93% del totale), Hidroeléctrica del Cantábrico ed E.ON.

Il Regio Decreto Legge n. 6/2009 ha stabilito 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. L'importo iniziale dei titoli di credito trasferiti al FADE da parte delle imprese è stato di 16,7 miliardi di euro. Nonostante l'accordo iniziale prevedesse la cartolarizzazione dell'ammontare ceduto al FADE entro luglio 2011, a causa della crisi dei debiti sovrani l'obiettivo dell'accordo iniziale è stato posposto a luglio 2012. Il 1° dicembre 2011 e il 19 febbraio 2012 Endesa ha comunicato al FADE il suo compromesso irrevocabile di cessione dei suoi diritti di credito rispetto ai *deficit* 2010, 2011 e 2012. Durante l'anno 2012 si sono svolte diverse emissioni, dal cui ammontare complessivo circa 2,7 miliardi di euro sono stati a favore di Endesa.

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; le altre attività (distribuzione, trasporto e commercializzazione) sono invece sostanzialmente regolate in linea con 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 tale tariffa complessiva, ai generatori è riconosciuta, in aggiunta al prezzo di mercato dell'energia venduta, l'indennità corrispondente alla differenza tra tali valori.

Le indennità maturate al 31 dicembre 2008 e ancora da incassare saranno finanziate attraverso gli introiti derivanti dal sistema elettrico, mentre a partire dal 2013 dovrebbero passare a carico del bilancio dello Stato; nel periodo transitorio 2009-2013 il Regio Decreto Legge n. 6/2009, ha definito un sistema misto in cui il finanziamento alla generazione extrapeninsulare sia effettuato in una quota crescente da parte del bilancio generale dello Stato e decrescente a carico del sistema elettrico.

Il Regio Decreto Legge n. 13/2012 è intervenuto con carattere eccezionale sulla remunerazione per l'anno 2012 e ha prescritto la ridefinizione di un nuovo schema, la cui definizione e approvazione risultano a oggi ancora pendenti.

Distribuzione

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

Il Ministero competente fissa annualmente la remunera-

zione riconosciuta in base alla proposta della *Comisión Nacional de la Energía*. L'attualizzazione annuale della remunerazione si calcola 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, la cui definizione e approvazione risultano a oggi ancora pendenti.

Regio Decreto Legge n. 13/2012

Il 30 marzo 2012 il Consiglio dei Ministri ha approvato un Regio Decreto Legge (n. 13/2012) che, oltre a recepire le disposizioni comunitarie del "Terzo Pacchetto Energia", introduce misure finalizzate alla riduzione dei costi del sistema elettrico e del gas e alla risoluzione del *deficit* tariffario. Il decreto ha introdotto un complesso di misure volte ad assicurare il rispetto del limite di *deficit* tariffario stabilito per il 2012 (Regio Decreto Legge n. 6/2010 e n. 14/2010) e l'adeguamento delle tariffe a un livello in grado di riflettere i costi delle attività regolate a partire dal 1° gennaio 2013. Tra i principali interventi per l'anno 2012, il decreto ha stabilito alcune riduzioni per le seguenti partite regolatorie: remunerazione dell'attività di distribuzione, del *capacity payment* e del sistema insulare ed extrapeninsulare. Inoltre, è stato ridotto del 10% il volume massimo di energia programmabile prodotta da carbone nazionale e dunque il corrispondente maggior costo per il sistema. In ultimo è stato diminuito l'ammontare delle compensazioni per i contratti interrompibili.

Regio Decreto Legge n. 20/2012

Il 14 luglio 2012 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge n. 20/2012 con cui il Governo ha adottato una serie di misure volte a garantire la stabilità di bilancio e la promozione della competitività e introdotto alcune disposizioni finalizzate alla riduzione dei costi del sistema elettrico e alla risoluzione del *deficit* tariffario. I principali interventi hanno riguardato: la revisione della remunerazione della generazione del sistema elettrico insulare ed extrapeninsulare (SEIE); l'obbligo di includere nelle tariffe di accesso e nella *Tarifa de Último Recurso* (TUR) eventuali tributi locali relativi all'attività di fornitura di energia elettrica; l'aumento di 65 punti base del tasso di interesse riconosciuto per il finanziamento del *deficit* generato nel 2006; l'abolizione della revisione trimestrale della tariffa di accesso; la concessione al Ministro dell'Industria e dell'Energia della facoltà di stabilire criteri di progressività nell'applicazione delle tariffe di accesso e della TUR.

Legge n. 15/2012 recante misure fiscali per la sostenibilità del sistema elettrico

Il 14 settembre 2012 il Governo spagnolo ha approvato un disegno di legge volto a garantire la sostenibilità del sistema elettrico e ad affrontare il problema del *deficit* tariffario. Il provvedimento è stato approvato dal parlamento nel mese di dicembre e pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* il 28 dicembre 2012.

La legge contiene, da un lato, misure fiscali per generare entrate supplementari e ridurre il *deficit* esistente e, dall'altro, misure per la sostenibilità economica e ambientale del sistema stesso. Le principali disposizioni previste, applicabili dal 1° gennaio 2013, sono le seguenti:

- per quanto riguarda la tecnologia nucleare, l'introduzione di un'imposta sulla produzione e una sullo stoccaggio di combustibile e residui derivanti dalla generazione elettronucleare, che, di fatto, aumenta gli oneri che i produttori si troveranno a sostenere al momento della chiusura dell'impianto e all'avvio delle attività di *decommissioning*;
- introduzione di un canone per l'utilizzo delle acque continentali destinate alla produzione di energia da fonte idroelettrica, pari al 22% dei ricavi generati. Tale canone verrà 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;
- introduzione di tasse ambientali ("Centesimo verde") sui consumi di gas naturale, carbone, olio combustibile e gasolio;
- introduzione di un'imposta generalizzata sulla produzione di elettricità in regime ordinario (RO) e in regime speciale (RE), pari al 7% dei ricavi totali;
- interruzione degli incentivi alla produzione di energia rinnovabile, per la parte che utilizza combustibili fossili, fatta eccezione per la biomassa;
- destinazione dei ricavi delle aste di CO_2 per la terza fase dell'ETS, per un massimo di 500 milioni di euro, al finanziamento dei costi del sistema elettrico;
- destinazione di una parte del bilancio statale, equivalente alla stima dei proventi ottenuti mediante le misure fiscali contenute nella legge stessa, al finanziamento dei costi del sistema elettrico.

Misure concernenti il *deficit* tariffario - Regio Decreto Legge n. 29/2012

Nel Regio Decreto Legge n. 29/2012 del 28 dicembre, concernente il miglioramento della gestione e della protezione sociale nel sistema speciale per impiegati domestici e altre misure di carattere economico e sociale, sono state adottate le seguenti disposizioni per il settore elettrico:

- eliminazione del limite di *deficit* per l'anno 2012, precedentemente fissato a 1.500 milioni di euro;
- eliminazione della disposizione della Legge n. 54/1997 che stabiliva il principio di *cost-reflectivity* delle tariffe di accesso a partire dal 2013;
- possibilità di sospendere il sistema di incentivi agli impianti che risultino non finalizzati rispetto al limite prestabilito e alle condizioni prescritte dal progetto esecutivo.

Legge di bilancio per l'anno 2013 - n. 17/2012

Per quanto concerne la regolazione del settore elettrico, la legge di bilancio per l'anno 2013 stabilisce l'esclusione del finanziamento dei costi dei sistemi elettrici insulari ed extrapeninsulari (che conformemente al Regio Decreto Legge n. 6/2009 passeranno al *settlement* delle attività regolate) e l'inclusione di una partita derivante dalla Legge n. 15/2012, volta a finanziare i costi del sistema elettrico (proventi delle misure impositive fiscali e il 90% dei proventi delle aste dai permessi di emissione).

Misure urgenti per il settore elettrico - Regio Decreto Legge n. 2/2013

Il 1° febbraio 2013, con l'obiettivo di mantenere *deficit* zero nell'anno 2013, il Governo ha adottato il Regio Decreto Legge n. 2/2013 recante ulteriori nuove misure per il settore elettrico, di cui si riportano di seguito le principali disposizioni:

- modifica dell'indice di adeguamento all'inflazione dei costi del sistema elettrico, che farà riferimento all'inflazione *core*;
- eliminazione della scelta tra tariffa regolata e meccanismo *feed-in premium* (FIP) per gli impianti del regime speciale, la cui retribuzione sarà d'ora in poi solo a tariffa regolata.

Inoltre il Consiglio dei Ministri ha sviluppato un disegno di legge volto alla concessione, da parte del Ministero dell'Economia a beneficio del Ministero dell'Industria e dell'Energia, di un credito straordinario di 2.200 milioni di euro per finanziare parte dei costi di finanziamento 2013 del regime speciale.

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 regolatorio con un maggior controllo pubblico degli investimenti. 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 nazionale, 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 di sviluppare nel corso del biennio 2013-2014 un mercato dell'energia elettrica basato su un modello *cost-plus*. Nel caso del Perù, invece, l'intervento sulla formazione del prezzo *spot* è attivo dal 2008, da quando l'esistenza di restrizioni nei sistemi di trasporto di gas ed elettricità ha indotto le autorità del Paese ad adottare

una normativa di emergenza, che prevede la definizione di un costo marginale "ideale" assumendo l'assenza di dette restrizioni alle reti di trasporto.

Per la vendita all'ingrosso di energia e/o capacità sono molto diffusi 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 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 quattro anni). Un quadro normativo definito di recente sia in Cile sia in Perù, infine, consente ai distributori di sottoscrivere contratti a lungo termine per la vendita nel mercato finale regolato. La realizzazione di aste di energia sta gradualmente sostituendo la fissazione di un "prezzo nodale" da parte del regolatore per la fornitura di energia elettrica ai clienti regolati.

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. In Cile, il quadro regolatorio relativo alle rinnovabili non convenzionali è attualmente in revisione.

Distribuzione e vendita

L'attività di distribuzione si svolge prevalentemente in regime di concessione, con contratti di lungo periodo o 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.

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 garantire 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

Carretera Eléctrica

Il 30 agosto 2012 il Presidente del Cile ha firmato il disegno di legge sulla *Carretera Eléctrica*, successivamente presentato in Parlamento il 4 settembre 2012. La proposta

definisce i criteri generali che regoleranno lo sviluppo della rete in termini di ruolo pubblico e coordinamento con il settore privato.

Argentina

Cargo tariffario

Il 23 novembre 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.

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 Company*), 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; pluriannuale 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 Nevinnomyskaya e Sredneuralskaya (410 MW ciascuno), che godono di tale regime di remunerazione agevolato DPM.

Nel corso del 2011 sono stati costituiti 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 mercati dell'energia. In particolare, con riferimento al mercato all'ingrosso, il modello proposto prevede il passaggio da un mercato centralizzato a un sistema di contratti bilaterali. Si attende nel corso del 2013 una prima versione della suddetta riforma.

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 Supplier* 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 Supplier*) potrà essere distinta a seconda della potenza impegnata dei clienti;
- sono stati introdotti nuovi princípi 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

Il 2 luglio 2008, motivata dalle pressioni crescenti dei prezzi delle *commodity* sui prezzi dell'elettricità, è stata pubblicata una legge dal Governo slovacco a tutela della fornitura di elettricità per i clienti residenziali e le piccole e medie imprese (PMI). Slovenské elektrárne ha espresso il suo disaccordo sulla regolamentazione di prezzi che dovrebbero essere liberamente negoziati secondo regole di mercato. Nel dicembre del 2010 il regolatore URSO ha deciso di lasciare libera iniziativa nella contrattazione dei prezzi con i clienti finali (residenziali e *business*) con un tetto al prezzo di vendita legato all'andamento dei prezzi nel mercato tedesco EEX. A luglio 2011 il regolatore URSO ha ulteriormente liberalizzato l'attività di vendita rimuovendo il tetto per la vendita alle PMI e lasciando l'indicizzazione al prezzo tedesco solo per la vendita ai clienti residenziali. Tuttavia, nel settembre 2012 il regolatore ha nuovamente introdotto tariffe elettriche regolate per le PMI (già esistenti per il settore residenziale) applicabili dal 1° gennaio 2013. Il tetto a tali tariffe viene definito sulla base di una formula indicizzata ai prezzi nel mercato PXE (*Prague Power Exchange*).

Sempre nel settembre 2012 la Slovacchia ha recepito il "Terzo Pacchetto Energia" e scelto per la soluzione dell'"*Ownership Unbundling*" per l'operatore di trasmissione nazionale e una nuova definizione di clienti vulnerabili (ovvero clienti in condizioni economiche disagiate).

Decreto n. 184/2012

Il 28 giugno 2012 il regolatore energetico (URSO) ha approvato il Decreto n. 184/2012 che introduce misure sulla regolazione dei prezzi nel settore elettrico slovacco e modifica i Decreti n. 225/2011 e n. 438/2011. Tra le modifiche apportate è stato stabilito che a partire dal 2013, anno di inizio della terza fase dell'*European Emission Trading Scheme* (ETS), verrà riconosciuto all'impianto di generazione di Nováky (classificato come di interesse economico generale) non più del 50% dei costi sostenuti per l'acquisto delle quote di emissione di CO_2.

Special Levy Act n. 235/2012

Il 26 luglio 2012 il Parlamento slovacco ha approvato lo *Special Levy Act* che introduce il pagamento di una tassa speciale per sostenere la riduzione del *deficit* del bilancio statale. La tassa si applica alle imprese che derivano più del 50% dei propri ricavi da una serie di settori regolati, tra cui è presente anche quello energetico, ed è pari al 4,36% dell'utile netto generato sino al 2013.

Romania

La Romania ha introdotto i princípi 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. Tale servizio verrà espletato dalle stesse società che operano nella vendita di energia elettrica. 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 RAB - "*Regulated Asset Base*" 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 pari al 10%. Il *target* di perdite di rete al 2012 è 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 sarà trattato come *stand alone year* e il valore delle tariffe verrà mantenuto ai livelli del 2012, mentre il terzo periodo regolatorio partirà nel 2014 e si concluderà nel 2018.

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 finale unica su tutto il territorio nazionale.

Per il settore elettrico il processo di liberalizzazione del mercato *retail* si dovrebbe concludere entro dicembre 2013 per i grandi consumatori e tra giugno 2013 e dicembre 2017 per i clienti residenziali.

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'Electricité*), 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'Electricité 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 sul 2010 e a 42 euro/MWh nel 2012;
- 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.

Approvazione condizionata dell'aiuto di Stato per le tariffe regolate

La Commissione Europea, il 12 giugno 2012, ha approvato l'aiuto di Stato contenuto nelle tariffe regolate per i grandi e medi consumatori, condizionandolo al rispetto di una serie di condizioni relative alla riforma del mercato elettrico francese, tra cui una revisione annuale delle *standard tariff* (le tariffe gialle e verdi e la loro eliminazione entro la fine del 2015). L'approvazione conclude un'istruttoria aperta dalla stessa Commissione il 13 giugno 2007.

Limitazioni alla crescita delle tariffe gas ed elettricità

Il 9 luglio 2012 il Ministero dell'Energia ha trasmesso al regolatore energetico CRE uno schema di decreto che limita al 2%, praticamente al tasso d'inflazione programmato, l'aumento delle tariffe gas ed elettricità. Nonostante l'opposizione del regolatore, nel mese di luglio 2012 il Ministero ha approvato la proposta e pubblicato i decreti relativi.

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'Energia. Al fine di sviluppare le raccomandazioni da inserire

nella legge di programmazione energetica, prevista entro il primo semestre 2013, è stato istituito un apposito gruppo di esperti, la cui composizione è avvenuta su indicazione del Ministro.

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. Un'asta transitoria sarà organizzata dalla CRE per assicurare l'approvvigionamento per il periodo invernale 2015-2016. Sono attese ulteriori regole applicative entro il 1° novembre 2013.

Divisione Energie Rinnovabili

Italia

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.

Fonti rinnovabili diverse dal solare: certificati verdi (CV) e tariffe onnicomprensive

Il principale meccanismo di incentivazione è il sistema dei certificati verdi (introdotto con il decreto legislativo n. 79/1999) che obbliga produttori e importatori di energia a immettere una quota di produzione rinnovabile, anche tramite l'acquisto di certificati verdi. La quota d'obbligo per il 2012 è pari al 7,55% della produzione non rinnovabile.

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* è pari al prezzo al quale il GSE colloca sul mercato i certificati 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 2012 a 103 euro/MWh. Il valore minimo è definito dal prezzo al quale il GSE ritira i certificati verdi eccedenti la quota d'obbligo; per gli anni del periodo 2011-2015, tale prezzo è pari al 78% della differenza tra un valore predefinito (180 euro/MWh) e il prezzo medio di cessione dell'energia dell'anno. Per l'anno 2012 il prezzo di ritiro dei certificati verdi è pari a 80,34 euro/MWh. Dal 1° gennaio 2008 gli impianti di potenza fino a 1 MW (200 kW se eolici), in alternativa al sistema dei certificati verdi, possono accedere a un sistema di tariffe fisse onnicomprensive della durata di 15 anni.

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 che entreranno in esercizio dal 1° gennaio 2013.

In particolare, gli impianti di piccole dimensioni (con potenza fino a 5 MW, nonché impianti idroelettrici fino a 10 MW e geotermici fino a 20 MW) saranno incentivati mediante un meccanismo di tariffe onnicomprensive fissate nello stesso decreto e differenziate per tipologia e taglia dell'impianto. Gli impianti di maggiori dimensioni, invece, otterranno incentivi onnicomprensivi definiti sulla base di meccanismi d'asta gestiti dal GSE.

Il meccanismo dei certificati verdi sarà progressivamente superato attraverso:

- la progressiva riduzione della quota d'obbligo fino al completo azzeramento nel 2015;
- l'incentivazione degli impianti già ammessi al sistema dei certificati verdi – a partire dal 2015 – attraverso tariffe equivalenti al valore 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.

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.
Il decreto ministeriale del 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia) prevedeva un obiettivo indicativo di potenza installata al 2016 pari a 23 GW, tetti non vincolanti di spesa massima per ciascun semestre degli anni 2013-2016 e la progressiva riduzione delle tariffe assegnate in funzione della data di entrata in esercizio dell'impianto.
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 nuovo Conto Energia (Quinto) è entrato in vigore dal 27 agosto 2012, ovvero 45 giorni dopo il raggiungimento della soglia dei 6 miliardi di euro/anno per la spesa di incentivazione fotovoltaica prevista dal decreto del 5 luglio 2012. Il Quinto Conto Energia è basato su un sistema di tariffe onnicomprensive (*feed-in tariff*) di ammontare ridotto mediamente del 40% rispetto alle precedenti. L'accesso all'incentivazione, invece, è governato attraverso l'iscrizione obbligatoria ai registri semestrali caratterizzati da contingenti di spesa indicativi. Accedono direttamente alle tariffe incentivanti, senza obbligo di iscrizione al registro: gli impianti di piccola taglia, gli impianti a concentrazione, quelli con caratteristiche innovative e ulteriori categorie residuali. 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.

Sbilanciamento impianti non programmabili

A fronte dell'incremento delle fonti rinnovabili non programmabili – essenzialmente fotovoltaico ed eolico – l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha deciso di rimuovere dal 1° gennaio 2013 l'esenzione dagli oneri di sbilanciamento precedentemente prevista, per favorire una migliore programmazione e integrazione di queste fonti nel sistema elettrico nazionale. Per il 2013 sono state previste franchigie per consentire una transizione graduale alle nuove regole.

Europa

In ambito europeo, la Commissione Europea nel 2009 ha emanato la direttiva n. 2009/28 la quale disciplina la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili indicando obiettivi nazionali obbligatori coerenti con l'obiettivo europeo, pari al 20% del consumo finale di energia da fonti rinnovabili al 2020. Tale direttiva e una successiva comunicazione della Commissione del 30 giugno 2009 richiedevano inoltre la stesura di un piano d'azione nazionale delle fonti rinnovabili per ogni Stato Membro contenente una descrizione delle politiche interne sulle fonti rinnovabili, le principali linee di azione strategiche, nonché una valutazione del contributo per ogni fonte e settore al fine di raggiungere gli obiettivi nazionali. Le forme di incentivazione in Europa sono molteplici, le principali sono sistemi di *feed-in tariff* o *premium*, certificati verdi e aste. Non è presente uno schema di incentivo armonizzato europeo a causa dei differenti livelli di sviluppo delle rinnovabili nei vari Paesi.

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 anni a 12 anni per tutte le fonti a eccezione del fotovoltaico per il quale è stata prevista una riduzione della durata da 25 anni 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.

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* differenziato per fonte tramite un contratto a lungo termine per una durata pari a 15 anni (geotermico eolico *on-shore* e biomasse) o 20 anni (eolico *off-shore*, fotovoltaico e idroelettrico) e indicizzato all'inflazione. Il fotovoltaico, a differenza delle altre fonti, prevede un meccanismo di incentivazione più articolato in quanto le tariffe variano trimestralmente sulla base di un coefficiente che misura il livello della domanda di nuove concessioni nel

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

Grecia

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della *feed-in tariff* differenziato per fonte. I livelli tariffari per tutte le fonti sono indicizzati annualmente secondo le tariffe del PPC (*Public Power Corporation*), se regolate, altrimenti al 50% del CPI (*Consumer Price Index*), a eccezione del fotovoltaico il quale è indicizzato al 25% del CPI greco. 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, della durata di 25 anni. Le fonti che non usufruiscono di sistemi di supporto agli investimenti (locali o europei) beneficeranno di un aumento della tariffa del 15-20%, a accezione della fonte solare.

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 & floor*). In caso di inadempimento, i venditori sono soggetti a una penale che attualmente è pari al doppio del valore massimo del certificato.

Spagna

Il sistema di incentivazione spagnolo per le fonti rinnovabili, aggiornato dal Regio Decreto n. 661/2007, si basa prevalentemente su uno schema di *feed-in tariff* e *feed-in premium*. Tutti gli impianti in esercizio prima del 1° gennaio 2008 hanno la possibilità di optare tra uno dei due schemi incentivanti entro il 1° gennaio 2009, a seguito di tale data l'opzione è congelata per tutto il periodo incentivante. Per quanto riguarda il sistema di *feed-in premium*, il Regio Decreto n. 661/2007 ha inoltre previsto un intervallo di valore minimo e massimo dell'incentivo (*cap & floor*) differenziato per fonte. A partire dal 28 settembre 2008, con il Regio 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 criteri per la costituzione di un pre-registro ai fini dell'accesso al meccanismo di incentivazione per progetti ricadenti nel regime speciale. Tali progetti potranno accedere al pre-registro solo se in possesso del titolo abilitativo garantendo l'entrata in esercizio entro un termine predefinito.

Inoltre, il Regio Decreto n. 1614/2011, il Regio Decreto n. 1565/2011 e la Legge n. 14/2010 hanno stabilito alcune modifiche regolatorie ai meccanismi esistenti. In particolare, le principali modifiche hanno riguardato una riduzione tariffaria del premio per una quota di impianti eolici in esercizio e un limite al numero di ore di funzionamento con diritto d'accesso all'incentivo.

Con il Regio Decreto n. 1/2012 il Governo spagnolo ha temporaneamente sospeso i meccanismi di incentivazione per le fonti rinnovabili per i nuovi progetti. Sono fatti salvi tutti i progetti presenti nel pre-registro e quelli che hanno già fatto richiesta di incentivo. In tal senso, la norma non avrà effetto retroattivo ma sarà applicata solo per impianti di nuova costruzione.

Bulgaria

Introduzione tassa sulle connessioni alla rete

A settembre 2012 è stato introdotto un nuovo contributo

di accesso alla rete applicato a tutti gli impianti di produzione rinnovabile. Il contributo è variabile a seconda della tecnologia e della data di allaccio alla rete e ha carattere temporaneo. Tuttavia non è stato definito il limite di durata temporale.

Grecia

Tassa sui ricavi

Nel mese di novembre 2012 è stata introdotta una nuova tassa sui ricavi degli impianti alimentati fa fonti energetiche rinnovabili già esistenti, pari al 10% per tutte le tecnologie rinnovabili eccetto la tecnologia fotovoltaica, pari al 25%. La tassa ha carattere temporaneo (luglio 2012 - luglio 2014) ma può essere estesa per un ulteriore anno.

Romania

Nuova normativa a supporto delle fonti rinnovabili - Legge n. 134/2012

A luglio 2012 il Parlamento rumeno ha pubblicato la Legge n. 134/2012 (definita "*Approval Law*") modificando e sostituendo la precedente normativa a supporto delle fonti rinnovabili (Legge n. 220/2008). Le principali novità riguardano:

- la definizione della quota d'obbligo su base trimestrale e non più annuale in capo ai venditori;
- la riduzione del numero di certificati verdi in caso di eccessiva remunerazione degli investimenti. Tale disposizione rimane soggetta all'approvazione di decreti attuativi la cui entrata in vigore è prevista non prima del 1° gennaio 2015 (a eccezione della fonte solare la cui entrata in vigore è anticipata al 1° gennaio 2014);
- l'indicazione separata in fattura della componente a copertura dell'onere dei certificati verdi;
- il divieto di cumulabilità tra certificati verdi e fondi di investimento europei.

Regole per produttori rinnovabili sul mercato del bilanciamento

Il 30 agosto 2012 il regolatore rumeno (ANRE) ha approvato il Regolamento n. 88/2012 riguardante le regole di bilanciamento per i produttori da fonti rinnovabili che beneficiano di meccanismi di incentivazione. Attraverso tale Regolamento gli impianti alimentati da fonti rinnovabili sono definiti come unità di dispacciamento e in quanto tali è richiesta la loro partecipazione al mercato del bilanciamento.

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 (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.

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, tra il 2010 e il 2014, una quota pari al 5% di tutta l'energia contrattualizzata dopo il 31 agosto 2007. Dal 2015 è previsto un aumento dello 0,5% annuo al fine di raggiungere una quota pari al 10% da fonte rinnovabile entro il 2024. Il meccanismo attualmente in vigore prevede 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.

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. Nel corso del 2009 e del 2010 è stata pubblicata una serie di provvedimenti attuativi e nel 2011 una modifica alla LAERFTE conferma, tra l'altro, l'aspirazione di raggiungere un *target* del 35% da fonti rinnovabili nella matrice energetica del Paese al 2024. 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*). A dicembre 2011 il Senato ha approvato un'importante modifica che riconosce la qualifica di impianto rinnovabile anche agli impianti idroelettrici di taglia maggiore di 30 MW che rispettano alcune condizioni di superficie e di taglia dei bacini.

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%.

Brasile

Decreto n. 579

In data 11 aprile 2012, il Presidente della Repubblica brasiliana ha firmato il Decreto n. 579 (nel prosieguo indicato anche come *Medida Provisória* n. 579/2012), che definisce le condizioni di rinnovo delle concessioni del settore elettrico in scadenza prima del 2018 e la riduzione di alcune componenti tariffarie di natura fiscale.

Relativamente al primo aspetto, il provvedimento – i cui contenuti in merito sono stati riconfermati anche dalla successiva riconversione in legge, mediante la Legge Federale n. 12783/2013 – stabilisce che il compenso dovuto al concessionario uscente quale ristoro del valore residuo delle attività asservite alla concessione al momento della scadenza della stessa deve essere commisurato al valore di sostituzione delle suddette attività.

Con riferimento, invece, alle concessioni idroelettriche, il decreto riconosce ai titolari di concessioni di impianti con potenza superiore a 1 MW la possibilità di richiederne il rinnovo 60 mesi prima della scadenza. La scelta da parte dei concessionari titolari di concessioni in scadenza prima del 2018 è avvenuta nel mese di ottobre 2012.

Centro America

Siepac - Mercato Elettrico Regionale

Il 16 novembre 2012 la Commissione Regionale per l'interconnessione elettrica dei Paesi centroamericani ha pubblicato la risoluzione CRIE - NPn.19-2012 definendo la disciplina transitoria applicabile alle transazioni di energia elettrica nel Mercato Elettrico Regionale tra

Panama, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador e Guatemala.

Messico

Legge generale sui cambiamenti climatici

Il 6 giugno 2012 è stato pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* il decreto che introduce misure in materia di cambiamento climatico al fine di agevolare la transizione a una "economia verde". Il decreto introduce alcune norme specifiche (tra cui l'applicazione di incentivi fiscali per investimenti privati in fonti rinnovabili e cogenerazione efficiente) e individua alcuni *target* sulle emissioni dei gas a effetto serra (30% al 2020 e 50% al 2050), fissando al 35% la percentuale di energia rinnovabile nel *mix* energetico messicano da raggiungere al 2024.

Aste dedicate per la micro-generazione

Con la Delibera n. 382/2012 il Ministero dell'Energia ha formalizzato le regole per lo svolgimento delle aste dedicate a progetti rinnovabili con capacità installata minore/uguale a 30 MW. Le prime aste si svolgeranno nel 2013 e le offerte dovranno essere formulate entro un intervallo di prezzo comunicato dall'Autorità al momento della convocazione della gara.

USA

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* e *investment tax credit*), 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 *utility* con *target* differenziati per ciascuno 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.

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 e il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati 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 CO_2

L'emissione di anidride carbonica (CO_2), 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 (CO_2) 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 CO_2, 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

L'esposizione al rischio di tasso di cambio del Gruppo Enel deriva principalmente dalle seguenti categorie di operazioni:

- 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;
- debito acceso a livello di *holding* o delle singole *subsidiary* denominato in valuta diversa da quella di conto od operativa per la società detentrice della posizione debitoria.

La principale esposizione al rischio di cambio è nei confronti del dollaro statunitense.

Al fine di minimizzare il rischio economico e transattivo, 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 derivati.

Nel corso dell'esercizio la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto delle politiche di gestione dei rischi, senza alcun tipo di difficoltà nell'accesso al mercato dei derivati.

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

Rischio di tasso di interesse

L'esposizione del Gruppo Enel al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla volatilità dei flussi di interesse connessi all'indebitamento finanziario espresso a tasso variabile e dalla necessità di rifinanziare il debito in scadenza a 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, anche attraverso il ricorso a operazioni di copertura in strumenti derivati che consentono la trasformazione di flussi indicizzati a tassi variabili di mercato in flussi a tasso fisso.

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 informazioni fornite da società esterne e a modelli di valutazione interni sviluppati su base statistica – 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). Al fine di rafforzare il presidio sul rischio di credito, il Gruppo sta progressivamente estendendo le metodologie di *risk management* in tutte le Divisioni/*Country*, implementando metriche omogenee di 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 Gruppo ha infatti recentemente introdotto un nuovo sistema di valutazione centralizzato che accresce il presidio e il governo del rischio.

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*.

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, 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 dell'esercizio 2012, 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 state considerate a fini contabili come operazioni di cessione senza rivalsa (*pro soluto*) 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.).

Le politiche di gestione del rischio definite da Enel garantiscono il mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso a ulteriori fonti di finanziamento, nonché il 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.Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, la funzione di tesoreria accentrata (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate Endesa Internacional BV ed Endesa Capital SA), garantendo l'accesso al mercato monetario e dei capitali; la Capogruppo sopperisce ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione caratteristica assicurando 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 situazione di perdurante tensione dei mercati finanziari, sono state effettuate nel corso dell'esercizio 2012 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori retail per complessivi 3 miliardi di euro ed emissioni obbligazionarie nell' ambito del *Global Medium Term Notes Programme* per complessivi 4 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 2012 le principali agenzie di *rating*, in considerazione del mutato contesto macroeconomico, politico e regolatorio che il settore delle *utility* ha dovuto affrontare nel suo complesso in Paesi quali la Spagna e l'Italia, hanno proceduto a una rivisitazione del *rating* di Enel, pur riconoscendo che il Gruppo ha implementato misure volte al miglioramento del proprio profilo di rischio finanziario, quali l'allungamento delle scadenze dell'indebitamento e l'aumento della liquidità, derivandone una maggiore flessibilità nell'accesso alle fonti di finanziamento nonostante il difficile contesto dei mercati finanziari.

Al termine dell'esercizio il *rating* di Enel era pari a: (i) "BBB+" secondo Standard & Poor's con *outlook* negativo; (ii) "BBB+", con *outlook* 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 circa 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 2012 è stato segnato da un graduale processo di stabilizzazione dei mercati internazionali, caratterizzato dall'attuazione di politiche fiscali restrittive in Europa e di politiche monetarie espansive negli Stati Uniti e in Giappone. In Europa, e in particolare in Italia e Spagna, le politiche di *austerity* hanno prodotto effetti negativi sulla crescita economica, mentre con riferimento agli Stati Uniti, nonostante la ripresa in atto, permane un certo grado di incertezza circa il segno delle prossime misure di politica fiscale in ragione della necessità di compromesso tra Governo democratico e Congresso a maggioranza repubblicana.

In Medio Oriente e Nord Africa lo scenario politico pre-

senta elementi di permanente conflittualità, con un'accentuazione delle posizioni ostili all'influenza del mondo occidentale.

Nell'area dell'Asia emergente le principali economie, Cina e India, risentono sensibilmente del rallentamento della domanda da parte delle economie sviluppate, nonostante la presenza di alcuni segnali della domanda interna in controtendenza.

Le economie dell'America Latina risentono della situazione di stagnazione dell'economia globale, anche con riferimento a quei Paesi, come il Brasile, dove maggiori erano le aspettative di crescita.

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 presidiati 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 propri 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 sono previste specifiche disposizioni di legge che richiedono una copertura assicurativa per responsabilità incondizionata per eventi nucleari imputabili a terzi e prevedono anche massimali di esposizione finanziaria degli operatori nucleari. Altre misure di mitigazione sono state messe in atto secondo le *best practice* internazionali.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il protrarsi della debolezza del contesto macroeconomico in Italia e Spagna si accompagna a segnali di ripresa provenienti dagli Stati Uniti e a robusti fondamentali dai mercati emergenti che potranno fare da traino a una lenta ripresa in Europa.

Il *business* delle fonti rinnovabili mantiene un *outlook* positivo, con un *trend* in crescita costante in molte aree geografiche, unitamente ai mercati latinoamericani e dell'Est Europa, che continuano a crescere in modo significativo, confermando la correttezza della nostra strategia di presenza.

Il Gruppo si concentrerà sul perseguimento della stabilità finanziaria, applicando una strategia che prevede la difesa dei margini nei mercati maturi, secondo un piano di azioni flessibili e modulabili.

Il mantenimento del *focus* sui mercati in crescita, peraltro, vedrà il rafforzamento della presenza del Gruppo sia nei Paesi emergenti sia nel settore delle rinnovabili, seguendo l'evoluzione del *business* che a tendere si gioverà di un contributo sempre più rilevante proprio da questi due settori.

Il percorso di riorganizzazione e di efficientamento interno al Gruppo, la buona generazione dei flussi di cassa e la massimizzazione delle sinergie vanno ad affiancarsi a una rigorosa applicazione del piano di investimenti e a una particolare attenzione al mantenimento del *rating* finanziario.

Continuerà inoltre la spinta all'innovazione tecnologica, orientata a rendere sempre più efficiente e ambientalmente sostenibile la generazione dell'energia elettrica e a proporre soluzioni innovative per i nostri clienti, dall'efficienza energetica alle *smart grid*.

Tutti questi elementi, associati alla massima attenzione alla qualità del servizio offerto e al rapporto con le comunità locali mediante una trasparente politica di responsabilità sociale d'impresa, ci consentiranno di assicurare, oggi come in futuro, la creazione di valore per tutti i nostri *stakeholder*.

La scelta di Enel di diversificare geograficamente la propria attività verso economie in crescita, unitamente alla strategia di sviluppo delle energie rinnovabili e a un portafoglio bilanciato di attività regolate e non regolate, consente di fronteggiare efficacemente i possibili effetti sui risultati di Gruppo legati alla citata debolezza economica.

La sostenibilità in Enel

La sostenibilità in Enel non è solo parte integrante della cultura dell'Azienda: è il motore di un processo di miglioramento continuo che interessa tutta l'organizzazione e rappresenta un elemento strategico nella conduzione, nella crescita e nello sviluppo del *business*, sempre più integrato nel piano industriale.

La sostenibilità rappresenta uno dei fattori cruciali per l'ulteriore sviluppo di Enel come *player* multinazionale nel mercato elettrico globale: l'integrazione degli elementi relativi alla *governance*, all'ambiente, alla gestione delle relazioni con i gruppi di interesse e le comunità, con quelli economico-finanziari consentirà di creare valore sia per il *business* sia per i Paesi nei quali il Gruppo opera, in una prospettiva di crescita stabile nel medio-lungo periodo.

Per questo, nell'ambito della riorganizzazione del Gruppo avviata nel 2012, il ruolo della *Corporate Social Responsibility* (CSR) è stato rafforzato, identificandola come funzione della *Holding* di Enel.

La nuova *policy* sulla CSR del Gruppo, emanata a gennaio 2013, prevede infatti l'implementazione dei processi di pianificazione, monitoraggio, gestione e reportistica a livello globale. In sintesi gli obiettivi della *policy* sono: una sempre maggiore integrazione della CSR nella pianificazione strategica, anche attraverso un rafforzamento del Piano Strategico di Sostenibilità a livello di Gruppo e delle sue linee guida; l'ulteriore strutturazione della metodologia per la definizione degli obiettivi di sostenibilità sia a livello di Gruppo sia nei singoli Paesi; l'elaborazione e il coordinamento di piani di attività sulla CSR a livello delle Divisioni e dei Paesi; l'implementazione del sistema di raccolta dei dati sulla CSR e la sua integrazione con il sistema di controllo di gestione dei dati economico-finanziari; l'ulteriore allineamento e miglioramento della metodologia per la definizione degli indicatori di *performance* della CSR, sia quantitativi che qualitativi; e infine l'evoluzione della reportistica di sostenibilità attraverso l'utilizzo dell'analisi di materialità, in linea con i migliori *standard* globali di reportistica che si stanno sviluppando in seno all'IIRC (*International Integrated Reporting Council*) del quale Enel fa parte.

Il percorso verso i più alti *standard* di sostenibilità, intrapreso da Enel dieci anni fa, è premiato dall'interesse dei fondi di investimento socialmente responsabili che, nonostante la difficile congiuntura internazionale, continuano a crescere: al 31 dicembre 2012 sono presenti nel capitale Enel 108 Investitori Socialmente Responsabili - SRI (81 nel 2011), che rappresentano circa il 14,6% dell'azionariato istituzionale identificato (13,9% nel 2011). Il dato si riferisce agli investitori SRI che includono princípi di *Environmental, Social, Governance* (ESG) nei criteri che determinano le loro scelte di investimento. Gli stessi investitori detengono a fine dicembre 2012 circa il 5,0% del totale delle azioni in circolazione di Enel (4,7% nel 2011), pari a circa il 7,3% del flottante (6,8% nel 2011).

Tali fondi rappresentano una stabile base azionaria nel tempo con presenza geografica ben diversificata tra Europa continentale, Gran Bretagna e Nord America.

Nel 2012 Enel è stata la prima *utility* a livello globale a partecipare all'*ESG Investor Briefing*, l'iniziativa promossa dal *Global Compact* e dal *Principles for Responsible Investment* (PRI) delle Nazioni Unite, per migliorare la comunicazione tra aziende e investitori sulle *performance* di sostenibilità. Il 24 ottobre scorso Luigi Ferraris, Direttore della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo, ha risposto in tempo reale alle richieste degli investitori sottoscrittori del PRI, chiarendo le modalità con cui il Gruppo integra le istanze ESG nelle strategie di *business*.

Nel 2012, per il nono 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. Inoltre, sempre nel 2012, Enel è stata confermata nella classifica delle migliori aziende sostenibili del mondo stilata dal *Carbon Disclosure Project* (CDP).

I quattro pilastri dell'etica aziendale

Da un decennio Enel si è dotata 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 che accompagnano le 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. Tale documento è valido in tutto il perimetro del Gruppo, in considerazione della diversità culturale, sociale ed economica dei vari Paesi in cui Enel opera. Il Codice Etico è espressione degli impegni e delle responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali. Il Codice è vincolante per i comportamenti di tutti i collaboratori di Enel. Anche a tutte le imprese partecipate e ai principali fornitori del Gruppo è richiesta una condotta in linea con i princípi 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. Tale modello rappresenta un ulteriore passo verso il rigore, la trasparenza e il senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno, offrendo al contempo agli azionisti adeguate garanzie di una gestione corretta ed efficiente.

Enel ha inoltre approvato nel 2010 specifiche linee guida finalizzate a estendere i princípi riportati nel modello organizzativo e gestionale alle società controllate estere del Gruppo, allo scopo di sensibilizzare e rendere consapevoli le stesse sull'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 approvato l'adozione del piano di "Tolleranza Zero alla Corruzione - TZC", al fine di sostanziare 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 una serie di raccomandazioni per l'attuazione dei princípi formulati in materia da *Transparency International*. Nel 2012 Enel è stata la prima azienda italiana a essere chiamata a far parte del *Business Advisory Board* di *Transparency International* a livello globale, del quale è membro l'Amministratore Delegato e Direttore Generale Fulvio Conti.

Policy per i diritti umani

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. In linea con il processo del 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 promotrice del rispetto di tali diritti da parte degli appaltatori, fornitori e *partner* commerciali nell'ambito dei suoi rapporti d'affari.

A seguito dell'approvazione verranno sviluppati adeguati processi aziendali di *due diligence* come, per esempio, la *Human Rights Compliance Assessment* (HRCA) in tutti i Paesi del Gruppo, l'integrazione dei fattori ESG nelle procedure di *risk management* e la definizione di una metodologia per la valutazione dell'impatto sociale dei progetti industriali.

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.

La completezza e l'attendibilità del Bilancio di Sostenibilità vengono verificate dall'*Audit* interno e dalla Società di revisione esterna. Il Bilancio, dal 2012 sottoposto non solo a verifica del Comitato controllo e rischi, ma anche del Comitato per la *corporate governance*, viene approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA e quindi presentato in Assemblea degli Azionisti.

Dal 2006 Enel segue le linee guida dello *standard* internazionale GRI-G3 del *Global Reporting Initiative*, dal 2008 con le integrazioni EUSS (*Electric Utility Sector Supplement*), specifiche per il settore elettrico, e dal 2011 nella sua implementazione del G3.1. Dall'anno di adozione, Enel ha applicato tali linee guida al massimo livello riconosciuto dal GRI (A+).

Rendicontare l'agire d'impresa significa andare, in futuro, verso un'integrazione sempre maggiore dei diversi bilanci, nella quale gli indicatori di sostenibilità possano, insieme con quelli finanziari, collegare le tematiche della sostenibilità con la *performance* economica e finanziaria dell'Azienda, in modo da consentire a tutti gli *stakeholder* una valutazione complessiva dell'attività e dei risultati del Gruppo.

In quest'ottica, il graduale inserimento dell'informativa sulla sostenibilità nella Relazione sulla gestione ha condotto anche quest'anno alla pubblicazione di alcuni indicatori quantitativi, qui di seguito riportati.

Potenza efficiente netta per fonte di energia primaria

MW

	2012	2011	2012-2011	
Potenza efficiente netta termoelettrica:				
- carbone	**17.589**	17.215	374	2,2%
- ciclo combinato (CCGT)	**15.684**	15.390	294	1,9%
- olio combustibile/gas	**23.286**	24.454	(1.168)	- 4,8%
Totale	**56.559**	57.059	**(500)**	**- 0,9%**
Potenza efficiente netta nucleare	**5.351**	5.344	**7**	**0,1%**
Potenza efficiente netta rinnovabile:				
- idroelettrico	**30.436**	30.265	171	0,6%
- eolico	**4.394**	3.619	775	21,4%
- geotermoelettrico	**769**	769	-	-
- biomasse e cogenerazione	**160**	172	(12)	- 7,0%
- altro	**170**	108	62	57,4%
Totale	**35.929**	34.933	**996**	**2,9%**
Potenza efficiente netta complessiva	**97.839**	**97.336**	**503**	**0,5%**

Potenza efficiente netta per area geografica

MW

	2012	2011	2012-2011	
Italia	**39.940**	**39.882**	**58**	**0,1%**
Estero:				
- penisola iberica	**23.931**	23.971	(40)	- 0,2%
- America Latina	**16.794**	16.241	553	3,4%
- Russia	**9.052**	9.027	25	0,3%
- Slovacchia	**5.400**	5.401	(1)	-
- Nord America	**1.239**	1.010	229	22,7%
- Romania	**498**	269	229	85,1%
- Belgio	**406**	-	406	100,0%
- Grecia	**248**	191	57	29,8%
- Francia	**166**	166	-	-
- Marocco	**123**	123	-	-
- Bulgaria	**42**	42	-	-
- Irlanda	**-**	1.013	(1.013)	-100,0%
Totale	**57.899**	57.454	**445**	**0,8%**
Potenza efficiente netta complessiva	**97.839**	**97.336**	**503**	**0,5%**

Energia elettrica netta prodotta per fonte di energia primaria

TWh

	2012	2011	2012-2011	
Energia elettrica netta prodotta da fonte termoelettrica:				
- carbone	**91,8**	86,1	5,7	6,6%
- ciclo combinato (CCGT)	**43,2**	47,4	(4,2)	- 8,9%
- olio combustibile/gas	**35,3**	38,1	(2,8)	- 7,3%
Totale	**170,3**	**171,6**	**(1,3)**	**- 0,8%**
Energia elettrica netta prodotta da fonte nucleare	**41,4**	**39,5**	**1,9**	**4,8%**
Energia elettrica netta prodotta da fonte rinnovabile:				
- idroelettrico	**68,7**	70,2	(1,5)	- 2,1%
- eolico	**9,1**	6,3	2,8	44,4%
- geotermoelettrico	**5,5**	5,6	(0,1)	- 1,8%
- biomasse e cogenerazione	**0,6**	0,6	-	-
- altro	**0,2**	0,1	0,1	100,0%
Totale	**84,1**	82,8	**1,3**	**1,6%**
Energia elettrica netta prodotta complessiva	**295,8**	**293,9**	**1,9**	**0,6%**

Energia elettrica netta prodotta per area geografica

TWh

	2012	2011	2012-2011	
Italia	**74,5**	**79,0**	**(4,5)**	**- 5,7%**
Estero:				
- penisola iberica	**81,7**	78,9	2,8	3,5%
- America Latina	**66,8**	66,0	0,8	1,2%
- Russia	**44,5**	42,4	2,1	5,0%
- Slovacchia	**20,7**	20,4	0,3	1,5%
- Nord America	**3,9**	2,9	1,0	34,5%
- Belgio	**1,2**	-	1,2	100,0%
- Marocco	**0,9**	0,8	0,1	12,5%
- Romania	**0,6**	0,1	0,5	500,0%
- Grecia	**0,5**	0,4	0,1	0,3%
- Francia	**0,4**	0,2	0,2	100,0%
- Bulgaria	**0,1**	2,7	(2,6)	-96,3%
- Irlanda	**-**	0,1	(0,1)	-100,0%
Totale	**221,3**	214,9	**6,4**	**3,0%**
Energia elettrica netta prodotta complessiva	**295,8**	**293,9**	**1,9**	**0,6%**

Altri indici di generazione

	2012	2011	2012-2011	
Generazione da fonte rinnovabile (incidenza % sul totale)	**28,4**	28,2	0,2	0,7%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	**42,4**	41,6	0,8	1,9%
Potenza efficiente netta certificata secondo lo *standard* ISO 14001 (incidenza % sul totale)	**92,6**	91,2	1,4	1,5%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) (1)	**39,9**	39,7	0,2	0,5%
Emissioni specifiche di CO_2 dalla produzione netta complessiva (gCO_2/kWh_{eq}) (1)	**418**	411	7	1,7%
Prelievo specifico di acqua (l/kWh_{eq}) (1)	**0,62**	0,65	(0,03)	-4,6%

(1) I valori di produzione utilizzati nel calcolo degli indici non coincidono con i valori di energia netta prodotta esposti in questo bilancio. Per la metodologia di calcolo, le giustificazioni delle discrepanze e le assunzioni operate, si vedano le note riportate nel Bilancio di Sostenibilità 2012 e, per maggiori dettagli, nel Rapporto Ambientale 2012. Si segnala inoltre che il dato relativo al prelievo specifico di acqua del 2011 è stato riclassificato a seguito di una riconsiderazione del criterio di reportistica relativamente al consumo di acqua nell'impianto di Ventanilla in Perù.

Clienti per area geografica

n. medio

	2012	2011	2012-2011	
Energia elettrica:				
- Italia	**28.032.500**	28.871.639	(839.139)	- 2,9%
- America Latina	**13.905.892**	13.655.379	250.513	1,8%
- penisola iberica	**11.431.437**	11.536.589	(105.152)	- 0,9%
- Romania	**2.652.594**	2.634.601	17.993	0,7%
- altri Paesi	**83.397**	96.563	(13.166)	-13,6%
Totale clienti energia elettrica	**56.105.820**	**56.794.771**	**(688.951)**	**- 1,2%**
Gas naturale:				
- Italia	**3.158.532**	3.150.968	7.564	0,2%
- Spagna	**1.265.941**	1.007.093	258.848	25,7%
Totale clienti gas naturale	**4.424.473**	**4.158.061**	**266.412**	**6,4%**

Indici sulla *safety*

n.

	2012	2011	2012-2011	
Indice di frequenza infortuni	**2,0**	2,4	(0,4)	**-16,7%**
Indice di gravità infortuni	**0,10**	0,11	(0,01)	- 9,1%
Infortuni gravi e mortali Enel:				
- infortuni gravi (1)	**15**	11	4	36,4%
- infortuni mortali	**-**	1	(1)	-100,0%
Totale	**15**	**12**	**3**	**25,0%**
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici:				
- infortuni gravi (1)	**23**	39	(16)	-41,0%
- infortuni mortali	**11**	7	4	57,1%
Totale	**34**	**46**	**(12)**	**-26,1%**

(1) Per infortunio grave si intende un infortunio con prognosi riservata, non nota o superiore a 30 giorni.

Indici sul personale

n.

	2012		2012-2011	
Ore medie di formazione *pro capite*	**44,8**	44,7	0,1	0,2%
Violazioni accertate del Codice Etico [1]	**34**	37	(3)	-8,1%

(1) Nel corso del 2012 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2011; per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2011 è stato modificato rispetto al Bilancio di Sostenibilità del precedente esercizio da 33 a 37.

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

	2012	2011 *restated* [1]
Ricavi	**84.889**	79.514
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	**38**	272
Costi esterni	**61.391**	56.421
Valore aggiunto globale lordo *continuing operations*	**23.536**	**23.365**
Valore aggiunto lordo delle *discontinued operations*	-	-
Valore aggiunto globale lordo	**23.536**	23.365
distribuito a:		
Azionisti	**1.505**	2.635
Finanziatori	**2.970**	2.774
Dipendenti	**4.860**	4.296
Stato	**4.215**	4.422
Sistema Impresa	**9.986**	9.238

(1) I dati economici del 2011 sono stati oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio correlati a un cambiamento nei criteri di contabilizzazione dei certificati di efficienza energetica.

Persone

Personale e organizzazione

Consistenza del personale

La consistenza del personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2012 è pari a 73.702 dipendenti, di cui il 51% impegnato nelle società del Gruppo con sede all'estero.

L'organico nel corso del 2012 si è ridotto di 1.658 risorse, prevalentemente per effetto del saldo negativo tra assunzioni e cessazioni. Il 34% delle assunzioni è stato realizzato in America Latina e circa il 26% delle cessazioni ha riguardato l'Italia, principalmente attraverso lo strumento dell'esodo consensuale incentivato.

Nel secondo semestre 2012, inoltre, sono state realizzate due variazioni di perimetro, a seguito della cessione della società Wisco (22 risorse) e della società Endesa Ireland (109 risorse). Al 31 dicembre 2012 il perimetro classificato come "posseduto per la vendita" include la società Marcinelle Energie (37 risorse).

Organizzazione

Nel corso del 2012 è stato implementato un nuovo modello operativo di Gruppo, con l'obiettivo di proseguire il percorso verso la costruzione di una multinazionale integrata dell'energia nonché di migliorare l'efficacia organizzativa e i processi decisionali.

Il Gruppo è strutturato come segue:

- Funzioni di *Holding*, responsabili di indirizzare e controllare le attività strategiche per il Gruppo Enel (Amministrazione, Finanza e Controllo; Relazioni Esterne; Personale e Organizzazione; Regolamentazione, Ambiente e Innovazione; *Audit;* Legale e Segreteria Societaria; *Risk Management*);
- Funzioni di *Global Service*, responsabili di fornire servizi per il Gruppo Enel e di massimizzare le sinergie e le economie di scala (*Global* ICT, *Global Procurement* e *Global Business Services*);
- Linee di *Business*, responsabili di gestire le attività di *business* nell'ambito del perimetro di competenza.

In particolare:

- con riferimento alla Divisione Mercato: (i) è stata razionalizzata l'area "Credito", nell'ottica di una migliore gestione per fase di processo, volta a migliorare l'efficienza seguendo una logica *end-to-end*; (ii) è stata riorganizzata l'area "Marketing" al fine di cogliere le sinergie derivanti dallo svolgimento delle attività per le *commodity* di *Power* e Gas;
- nell'ambito della Divisione Infrastrutture e Reti sono state implementate le strutture organizzative volte a promuovere lo sviluppo del *business* a livello internazionale su servizi legati a tecnologie di rete, contatori elettronici e *smart grid*;
- nell'ambito della Divisione Internazionale: (i) in Romania, in ambito Mercato, è stata creata l'unità *"Energy Sourcing and Sale"*, che accentra le responsabilità di *sourcing*, *pricing* e *free market*, al fine di migliorare l'efficienza seguendo una logica *end-to-end*; (ii) in Russia, l'area Generazione è stata rafforzata al fine di assicurare l'implementazione delle *best practice* del Gruppo Enel per la riduzione delle spese correnti di manutenzione e per il miglioramento della gestione dei contratti esterni;
- nella Divisione Energie Rinnovabili: (i) si è completato il consolidamento del nuovo modello organizzativo dell'area *"Engineering & Construction"*, volto a razionalizzarne l'assetto e a cogliere le migliori sinergie in ambito Ingegneria, tra studio della risorsa e progettazione degli impianti, e in ambito *Project Management* per una migliore copertura per tecnologia e Paese; (ii) è stata creata nell'ambito dell'area *"Business Development"* l'unità *"Business Development Solare PV"* al fine di massimizzare le opportunità della fonte solare; (iii) è stata ridefinita l'organizzazione del *business retail* (Enel.si) in ottica di processo, creando l'unità "Gestione Commerciale" al fine di ottimizzare la forza vendita;
- nella Divisione Ingegneria e Ricerca sono state razionalizzate l'area tecnica "Nucleare" a seguito del riposizionamento strategico del Gruppo sul *business* e l'area *"Safety"* per cogliere le migliori sinergie operative nell'ambito dei sistemi di gestione integrati.

Prosegue il progetto *One Company* con l'obiettivo di favorire l'integrazione delle diverse realtà del Gruppo attraverso la definizione di un linguaggio comune, di processi decisionali omogenei e di una chiara allocazione di ruoli e responsabilità. Nell'ambito del *Performance Improvement Program* di Gruppo, continua lo sviluppo del progetto *Best Practices Sharing* (BPS) per mettere a fattor comune e diffondere nell'intero Gruppo le azioni di eccellenza operativa nei *business* generazione, commerciale, nucleare e distribuzione, per sostenere lo scambio e l'omogeneizzazione di *Key Performance Indicator* (KPI), procedure e *report* tra le diverse aree geografiche.

Inoltre, nel corso del 2012, sono state avviate le attività per la definizione del *Global Professional System*, il catalogo delle professioni, descritte in termini di competenze, di tutte le aree professionali del Gruppo.

Nell'ambito del percorso verso l'integrazione, Enel continua a puntare sulla mobilità internazionale e nel 2012 circa 770 persone sono state interessate da politiche di espatrio e hanno pertanto operato in Paesi diversi da quello di provenienza.

Un altro strumento a favore dell'integrazione è costituito dall'Indagine di Clima e Sicurezza, che a fine 2012 ha consentito di raccogliere il punto di vista delle persone che lavorano in Enel sul clima organizzativo e sulla sicurezza e i cui risultati consentiranno la definizione di azioni di miglioramento mirate che si svilupperanno nel corso del 2013 e del 2014.

A supporto dell'integrazione, infine, si annoverano il sistema di *Talent management* di Gruppo, che mira alla definizione di criteri comuni e condivisi per la selezione e lo sviluppo dei talenti in tutte le realtà del mondo Enel, e il *Goal Managerial Training*, percorso formativo dedicato ai *manager* del Gruppo.

Selezione

I canali tipicamente utilizzati per il *recruiting* sono il sito internet aziendale, le banche dati esterne e i *job meeting*.

I percorsi di selezione sono diversificati e si modellano sui *target* di interesse:

- giovani laureati: è prevista una fase preliminare di valutazione *online* seguita – in caso di esito positivo – da un *Assessment Center*. Successivamente, per i candidati risultati idonei, si procede a una verifica delle conoscenze professionali;
- diplomati, da assumere in ruoli tecnici e operativi: è previsto un colloquio, che può essere integrato da prove pratiche e quesiti tecnici;
- candidati con significativa esperienza professionale: sono previste interviste mirate volte alla valutazione sia del profilo attitudinale, sia delle competenze professio-

nali; la valutazione del profilo attitudinale fa riferimento al Modello di *Leadership* Enel.

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 per svolgere al meglio le attività, supportano lo sviluppo personale e professionale.

Le iniziative di mobilità interna comprendono sia percorsi finalizzati allo sviluppo di competenze trasversali, sia la possibilità di candidarsi a posizioni vacanti, in ambito nazionale o internazionale, attraverso lo strumento del *job posting*.

L'internazionalizzazione dell'Azienda è, inoltre, favorita da varie iniziative, quali il *Twin Positions Exchange Program*, che prevedono scambi di risorse tra Paesi diversi, o la partecipazione a gruppi di progetto di impatto globale.

Sviluppo

La valutazione delle *performance* avviene attraverso lo strumento di *Performance Review*, che nel 2012 ha coinvolto circa 40.000 persone (impiegati, quadri e dirigenti) nella valutazione degli obiettivi e dei comportamenti in linea con il Modello di *Leadership* Enel.

Il processo si è svolto nella piena trasparenza delle sue fasi, degli oggetti della valutazione e dei relativi risultati, in continuità con le novità già introdotte nel 2011.

L'elevata partecipazione al processo testimonia la rilevanza percepita dalle persone del Gruppo: le valutazioni completate nel 2012 sono pressoché la totalità (99,9%), in continuità con il risultato 2011, mentre sta crescendo la percentuale delle persone che colgono l'opportunità dell'autovalutazione (70% nel 2012; 68% nel 2011, 63% del 2010).

Le prime e seconde linee di Gruppo, come lo scorso anno, sono state coinvolte nel processo di valutazione *Feedback* 360°, per un totale di 320 persone valutate. Questo strumento di valutazione delle *performance* sta assumendo sempre più la valenza di strumento di sviluppo, grazie anche all'utilizzo maggiormente consapevole dei risultati.

Nel corso del 2012 inoltre è iniziato un processo di revisione delle attività di valutazione al fine di perseguire un approccio globale sempre più vicino alle persone e "adottabile" in maniera coerente nelle diverse realtà, in modo da garantire le medesime opportunità di crescita in tutto il Gruppo.

Le attività legate alla definizione del *Global Professional System* proseguiranno nel corso del 2013 e consentiranno di completare il quadro degli strumenti di valutazione di Enel. La valutazione delle competenze professionali potrà così aggiungersi alla valutazione dei comportamenti e degli obiettivi della *Performance Review*.

L'eccellenza delle persone e la necessità di contare su *manager* capaci di muoversi efficacemente in un ambiente globale, è presa in carico dal processo di *Talent management*, fondato sull'individuazione di persone con ottime *performance*, alto potenziale, esperienze trasversali e conoscenza della lingua inglese.

Il potenziale, per la prima volta, è stato rilevato tramite interviste strutturate e *assessment* basati su tre *driver*: *Ability*, *Engagement* e *Aspiration*.

Questo sistema, fondato sul valore della meritocrazia, ha portato all'identificazione di tre bacini: Pool 1, Pool 2, Pool 3. Il Pool 1 è composto da *manager* che ricoprono posizioni di responsabilità con elevata complessità e ampia esposizione verso interlocutori interni ed esterni al Gruppo e che, grazie all'inserimento in questo bacino, hanno l'opportunità di prepararsi ad accedere alle 100 posizioni più importanti del Gruppo (*Senior Vice President* ed *Executive Vice President*). Il Pool 2 è costituito da persone che possiedono un *background* professionale solido, ricoprono posizioni pre-manageriali con ruoli di coordinamento e, nel medio periodo, sono orientate a ricoprire ruoli manageriali di maggiore complessità. Infine, il Pool 3 è costituito da giovani risorse con alto potenziale di crescita che aspirano ad arricchire il proprio profilo con esperienze di trasversalità e/o internazionalità.

L'obiettivo di diventare una vera e propria scuola di *management* ha ispirato, in continuità con gli anni precedenti, la realizzazione di specifici programmi di formazione:

- Pool 1: programma formativo LEEP (*Leadership for Energy: Executive Program*), realizzato presso *Harvard Business School;*
- Pool 2: programma LEMP (*Leadership for Energy: Management Program*) realizzato presso SDA Bocconi e IESE;
- Pool 3: *Training Development Program*, curato da Enel *University* con il contributo di esperti esterni.

Tra le attività di sviluppo dedicate alle persone di talento, nel 2012 si è dato avvio a un'iniziativa che coinvolge *manager* appartenenti al Pool 1 e prevede la nomina a Consigliere in Consigli di Amministrazione di società non quotate del Gruppo, nonché la partecipazione a un percorso formativo che li prepara a svolgere tale ruolo. Questa ini-

ziativa si propone altresì di applicare in maniera estensiva e anticipata il principio di parità di accesso agli organi di amministrazione e controllo: nel 2012 e a inizio 2013 si è pertanto proceduto alla nomina di 11 nuovi Consiglieri donne per favorire ove possibile una presenza femminile pari ad almeno un terzo della totalità dei Consiglieri.

L'Indagine di Clima, arrivata al quarto appuntamento, ha visto un aggiornamento dello strumento di rilevazione in linea sia con le priorità strategiche e i valori del Gruppo Enel, sia con la necessità di rendere ancora più immediate le successive azioni di miglioramento. A tal proposito, quest'anno sono state rilevate, accanto ai temi tradizionalmente presenti nel questionario (gestione del cambiamento, stile di *management*, meritocrazia, eccellenza operativa, comunicazione, relazioni di lavoro), anche percezioni e opinioni in merito all'*engagement* (motivazione e investimento sul lavoro), all'innovazione, all'immagine aziendale, alla *Corporate Social Responsibility* e alla *diversity*. Inoltre, nell'indagine 2012, è stato fornito maggiore spazio alla percezione delle persone in merito alla cultura della sicurezza, ai processi di salute e sicurezza e all'impatto delle azioni intraprese.

Questa nuova impostazione permetterà di misurare l'indice di *Engagement* e di *Safety*, insieme ai principali fattori che li determinano, al fine di facilitare l'identificazione delle aree d'intervento mirate al miglioramento. L'indagine di clima globale ha registrato una partecipazione molto elevata, interessando ben l'84% dei dipendenti.

Infine, l'attenzione alle persone e alla dimensione globale del Gruppo è testimoniata dall'ideazione di un progetto di respiro internazionale, il *Diversity Project*, basato sulle dimensioni riguardanti genere, età, multiculturalità e disabilità, nell'ottica di garantire maggior equilibrio tra vita privata e vita lavorativa, con l'avvio di azioni a livello sia globale sia locale.

Formazione

Nel corso del 2012, Enel *University* ha completato la rivisitazione dell'offerta formativa istituzionale in linea con l'introduzione del modello manageriale nel 2011. È stata, inoltre, avviata la campagna formativa GOAL (*Global One Aligned*), con lo scopo di allineare il *management* del Gruppo su obiettivi e comportamenti richiesti ai *manager* della nuova *One Company*. L'attività formativa, iniziata nel 2012, terminerà nel primo semestre 2013 con edizioni in diversi Paesi del Gruppo.

I corsi *Post Performance Review* per quadri e impiegati hanno coperto la maggior parte del fabbisogno di formazione per le *soft skill* nel 2012.

Per quanto riguarda le accademie tecniche e funzionali, infine, oltre a quelle già esistenti (Acquisti, Amministrazione Finanza e Controllo, Legale, Ingegneria) è stata avviata la *Energy Management Academy* e, sulla base dei risultati del progetto GPS, progettata l'architettura internazionale delle *Academy* di Generazione e Ingegneria e Costruzione.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva nell'anno 2012 si è mossa in assoluta continuità con le logiche e la filosofia adottate negli anni precedenti.

Come ogni anno, sono stati effettuati *benchmark* con il mercato esterno e prese le necessarie misure per garantire un corretto posizionamento della retribuzione in termini di competitività rispetto ai mercati di riferimento.

Si è confermata la selettività degli interventi sulla retribuzione fissa, a conferma di una politica meritocratica volta a premiare le competenze "pregiate" all'interno di ciascuna famiglia professionale.

Sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo, è stato confermato l'MBO quale strumento principale che coinvolge circa il 98% dei dirigenti e circa il 19% dei quadri. Per il settore commerciale, lo strumento preferenziale di incentivazione a breve è, come di consueto, l'incentivazione commerciale.

Salute e sicurezza sul lavoro

Il programma "5+1"

In linea con il percorso tracciato dal progetto *Nine Points*, quest'anno è stato avviato il programma "5+1", che si articola in sei 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;
- sicurezza strutturale e innovazione tecnologica;
- grandi opere;
- salute.

Il programma prevede la costituzione di sei tavoli di lavoro permanenti, presieduti a turno da un *Executive Sponsor*, volti a promuovere il *deployment* e il consolidamento in tutto il Gruppo delle iniziative in materia di salute e sicurezza. Attraverso la forte collaborazione con la *business line* e le diverse funzioni aziendali, i gruppi di lavoro hanno l'obiettivo di favorire la creazione di sinergie, la condivisione di *best practice* e il lancio di iniziative "*bottom up*". Viene adottato un approccio *glocal*, basato sulla definizione di indirizzi trasversali e omogenei, comuni in tutte le aree del Gruppo, pur garantendo il rispetto e la salvaguardia delle specificità locali, nell'ottica di "*One Company, One Vision, One Safety*".

Sviluppo della cultura della sicurezza e della formazione

A novembre, è stata lanciata l'Indagine di Clima e Sicurezza 2012 che, per la prima volta, ha visto l'inserimento di una specifica sezione dedicata alla *safety* finalizzata a monitorare il livello della cultura della sicurezza nelle diverse aree del Gruppo Enel, ad approfondire la percezione che i lavoratori hanno dei processi di salute e sicurezza e a misurare l'efficacia delle iniziative implementate. Sulla base dei risultati verranno definiti specifici piani di miglioramento per ogni singola realtà di Enel.

Sono inoltre stati pubblicati gli "*Health & Safety standard*", una linea guida focalizzata su dieci attività strettamente correlate al *business* di Enel (per es., lavori elettrici, lavori in altezza, scavi, sollevamento e trasporto con mezzi meccanici), che, pur garantendo il rispetto delle normative nazionali, definisce requisiti minimi stringenti di sicurezza da rispettare in tutto il perimetro Enel.

Sicurezza nei processi di appalto

Nell'ultimo triennio è stato avviato un intenso processo di revisione del sistema di approvvigionamento e gestione delle imprese appaltatrici, finalizzato a rafforzare il peso degli aspetti di sicurezza in tutte le fasi, dalla qualificazione e selezione alla gestione e al monitoraggio delle imprese. Quest'anno è stato avviato il processo di *deployment* e consolidamento in tutto il perimetro Enel dei nuovi sistemi introdotti, attraverso la definizione di un piano di azione, che, pur essendo declinato secondo le diverse geografie del Gruppo, definisce un approccio unico e globale alla gestione delle imprese appaltatrici e subappaltatrici, con l'obiettivo di far sì che, in tutte le aree, le diverse funzioni aziendali lavorino insieme per assicurare gli stessi *standard* di salute e sicurezza.

È stata pubblicata, inoltre, una linea guida sulla sicurezza nel processo di subappalto, che definisce i requisiti minimi di sicurezza che devono possedere i subappaltatori impiegati nell'esecuzione dei contratti di appalto con le società del Gruppo Enel. Fermo restando quanto previsto dalle singole legislazioni nazionali, il documento stabilisce le condizioni alle quali viene concessa l'autorizzazione al subappalto e quali obblighi di sicurezza sia l'appaltatore sia il subappaltatore sono tenuti a rispettare.

Comunicazione

Si è svolta a novembre la quinta edizione dell'*International Health & Safety Week*, un'iniziativa di eccellenza nel campo della sicurezza, che coinvolge tutte le aree del Gruppo Enel. Obiettivo del progetto è sollecitare tutti coloro che lavorano in Enel e per Enel a un impegno concreto e proattivo in materia di sicurezza. Durante la settimana sono state organizzate circa 1.400 iniziative (incontri dedicati al progetto *One Safety*, moduli di formazione sulla sicurezza, *safety day*, simulazioni di emergenze, *safety walk*, incontri con gli appaltatori e *workshop* sulla salute e sulla prevenzione), che hanno coinvolto quasi 73.000 partecipanti.

Quest'anno, contestualmente all'emissione degli *H&S standard*, è stata avviata la campagna di sensibilizzazione globale "5 regole d'oro per lavorare in sicurezza", finalizzata a promuovere le regole minime da rispettare per prevenire il verificarsi di infortuni.

Sicurezza strutturale e innovazione tecnologica

È stata condotta una *survey* per monitorare i principali dispositivi implementati nel Gruppo per il miglioramento degli *standard* infrastrutturali, che ha portato alla predisposizione del *H&S catalogue*.

Grandi opere

A valle della mappatura dei principali cantieri presenti nel Gruppo, focalizzata ad approfondire l'organizzazione della sicurezza e i principali progetti implementati per il miglioramento degli *standard* di sicurezza, è stato definito un piano di *peer review* focalizzato sui grandi cantieri.

Salute

È stato definito un Piano Globale sulla Salute, finalizzato a definire uno *standard* comune minimo in materia di salute, secondo un approccio *glocal*. Il piano prevede una serie di iniziative di sensibilizzazione e prevenzione, articolate sulle tre dimensioni della salute, individuate dall'Organizzazione Mondiale della Sanità (WHO-OMS): dimensione fisica, mentale e sociale.

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.

Il progetto *One Safety*

Accanto al programma "5+1", nel 2012 è stato avviato il progetto *One Safety*, un'iniziativa globale focalizzata sui comportamenti, che vede protagonisti tutti i dipendenti Enel e coinvolge anche le imprese appaltatrici, con l'obiettivo di promuovere un impegno coordinato e sinergico di tutto il Gruppo verso l'obiettivo "Zero Infortuni". Il progetto, infatti, 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*

Il progetto, che ha l'obiettivo di potenziare nei *manager* la consapevolezza del loro ruolo di "*leader* per la *safety*", attraverso un impegno vissuto in prima persona quotidianamente, si inserisce nell'ambito del *GOAL Managerial Training Program* e prevede una giornata dedicata alle tematiche di salute e sicurezza, incentrata sulla proiezione del film Enel "*Safety The Heart of the Matter*".

Area comportamenti

Il progetto, finalizzato a promuovere l'adozione di comportamenti sicuri, da parte sia del personale Enel sia delle imprese appaltatrici, si basa sull'implementazione di un processo sistematico di osservazioni dei comportamenti, di restituzione del *feedback* e di definizione di iniziative di

miglioramento a breve e lungo termine, ed è stato implementato nel 2012 in circa 700 siti Enel.

Organizzazione

Nell'ambito del progetto *One Company* è stato pubblicato l'*Health & Safety Holding Handbook*, finalizzato a fornire indirizzi univoci per la gestione dei processi di salute e sicurezza nel Gruppo.
Nell'*Handbook* è stata inserita la *Stop Work Policy*, che ribadisce l'impegno di Enel ad assicurare condizioni e ambiente di lavoro sicuri.

Andamento infortunistico

Anche nel 2012 si conferma il *trend* di riduzione degli indici infortunistici: l'indice di frequenza si è ridotto del 50% circa dal 2008 al 2012, attestandosi a un valore di 1,98, l'indice di gravità quasi del 40%, registrando un valore di 0,10. 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, caduta dall'alto, urto-schiacciamento-taglio, agenti nocivi, esplosione-scoppio) e che evidenzia una riduzione di oltre il 31% rispetto al 2008.
Gli infortuni gravi e mortali evidenziano una riduzione, rispetto al 2008, del 75% relativamente al personale Enel e quasi del 70% relativamente al personale delle imprese appaltatrici. Nel 2012 non si sono verificati infortuni mortali che hanno coinvolto personale Enel ma si sono verificati 11 infortuni mortali che hanno interessato dipendenti di imprese appaltatrici.
Quest'anno sono stati costituiti due gruppi di lavoro finalizzati all'approfondimento di alcuni infortuni, considerati "*case study*", alla condivisione e al ricircolo delle "*lesson learned*" e all'individuazione di misure di miglioramento a carattere globale con attenzione particolare per gli infortuni elettrici.

Relazioni industriali

Attività *Holding* - Progetto *One Company*

A livello di Gruppo nel corso del 2012 l'attività più rilevante, anche sotto il profilo delle relazioni industriali, è stato il progetto *One Company*, in termini di interlocuzione con

i rappresentanti dei dipendenti a livello transnazionale e dei singoli Paesi sui princípi ispiratori del nuovo disegno organizzativo e sugli importanti cambiamenti connessi.

Va inoltre segnalato l'avvio delle trattative svoltesi nella seconda parte dell'anno per il rinnovo del CCNL di settore in Italia e il *Convenio Colectivo Marco* di Endesa in Spagna, nonché la chiusura di numerosi contratti aziendali in Cile, Perù e Brasile.

Sempre in attuazione dei princípi *One Company*, al fine di consolidare il quadro di riferimento per le relazioni industriali a livello globale, durante tutto il 2012 si è sviluppato il negoziato con le Federazioni Sindacali Globali di settore sul *Global Framework Agreement* di Enel, che traduce in accordo il nuovo impianto del Modello di Relazioni Industriali Internazionali Enel elaborato nel 2011. A partire dal 2013, si consolideranno così i tre livelli di dialogo sociale nel Gruppo: nazionale/divisionale, europeo e globale.

Nuovo "Modello di Relazioni Industriali Italia" - Rinnovo Contratto Nazionale Settore Elettrico

Parallelamente alla gestione delle attività di Gruppo e in coerenza con i *driver Holding*, durante il primo semestre 2012 è stato negoziato con le Organizzazioni Sindacali Nazionali il nuovo "Modello di Relazioni Industriali Italia", sottoscritto il 17 luglio, che ha sostituito il Protocollo di relazioni sindacali vigente in Enel dal 2003. Il nuovo Modello persegue l'obiettivo di definire un sistema di relazioni sindacali e contrattuali capace di dare certezze non solo riguardo ai soggetti, ai livelli, ai tempi e ai contenuti della contrattazione collettiva, ma anche sull'affidabilità, l'esigibilità e il rispetto delle regole stabilite dalle parti. Questo al fine di promuovere il dialogo e un clima costruttivo di relazioni partecipative, particolarmente cruciali per fronteggiare il difficile scenario che sta interessando in modo particolare l'Italia e la Spagna.

In questo contesto, nel nuovo Modello ampio spazio viene riconosciuto alla "bilateralità", con la previsione di otto Comitati paritetici, per alcuni dei quali il *Global Framework Agreement* stabilisce anche una proiezione globale. Tali Comitati paritetici svolgeranno un lavoro congiunto azienda/sindacati su istituti e tematiche di comune interesse, quali, per esempio, le "politiche di Sicurezza e la tutela dell'Ambiente di lavoro", la "formazione e impiegabilità" o la "*Corporate Social Responsibility*". Nel Modello, inoltre, particolare attenzione viene rivolta ai livelli dell'interlocuzione sindacale, in un'ottica di razionalizzazione del rapporto fra livello nazionale e territoriale conseguita attraverso un equilibrio compatibile con le esigenze di flessibilità, snellezza e tempestività richieste dal contesto. Una prima, importante applicazione di questa nuova impostazione dei confronti organizzativi si è avuta nella gestione e attuazione anche territoriale della nuova struttura organizzativa delle tre Funzioni Globali di Servizio, conclusasi fra ottobre e dicembre nei due mesi stabiliti dal Modello.

La seconda parte dell'anno è stata caratterizzata dall'avvio del negoziato per il rinnovo del CCNL 5 marzo 2010 per il triennio 1° gennaio 2013 - 31 dicembre 2015. Nello specifico, dopo la presentazione a luglio da parte delle Segreterie Nazionali delle Organizzazioni Sindacali della piattaforma contrattuale e i primi incontri di analisi e approfondimento, la trattativa è entrata nel merito delle richieste nel mese di settembre e si è sviluppata tenendo in considerazione la difficile congiuntura economica che sta interessando il Paese, presupposto imprescindibile per il rinnovo contrattuale.

A chiusura del 2012 si è delineata una soluzione che prevede nel settore elettrico la possibilità di imputare direttamente al "premio di produzione" – regolato in Enel dal recente impianto dell'accordo sul Premio di Risultato, applicato per la prima volta nel 2012, con erogazione nel 2013 – una parte del montante destinato all'allineamento dei trattamenti economici comuni per tutti i lavoratori del settore. Oltre alle tematiche di ordine economico, gli equilibri del negoziato, conclusosi con la firma del rinnovo il 18 febbraio 2013, hanno riguardato anche alcune tematiche di carattere normativo, relative, in particolare, alla classificazione del personale e alla regolamentazione dell'esercizio del diritto di sciopero. In concomitanza al rinnovo contrattuale, sempre nell'ambito del nuovo Modello, Enel ha sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali, nel quadro del complesso scenario economico e delle criticità del settore, un Accordo Quadro in materia di "occupabilità", che definisce un percorso articolato su una pluralità di strumenti: 1) politiche di accompagnamento alla pensione dei lavoratori in possesso dei requisiti previsti dall'art. 4, legge n. 92/2012; 2) contestuale verifica delle condizioni per l'assunzione di giovani attraverso l'istituto dell'apprendistato, 3) *insourcing* di attività; 4) mobilità e riqualificazione professionale, anche con il coinvolgimento dell'apposito Comitato Bilaterale sulla formazione e l'impiegabilità; 5) accordi di solidarietà difensivi, così come regolamentati dalla legge 19 dicembre 1984, n. 863. A questo dovranno far seguito nel 2013 appositi accordi attuativi finalizzati alla gestione ottimale della difficile congiuntura di contesto, in particolare per il biennio 2013-2014.

Clienti

Nel 2012, in Italia, Enel si è dovuta confrontare con un mercato completamente liberalizzato e caratterizzato da una forte spinta competitiva. In questo contesto, l'Azienda ha confermato la scelta di massimizzare la creazione di valore per i clienti, focalizzandosi sul raggiungimento dell'eccellenza nella qualità del servizio offerto.

Gli indicatori di *performance* tradizionali, legati ai livelli di servizio erogati o alla produttività raggiunta dal *customer service*, sono utili solo in parte per certificare l'eccellenza nella qualità del servizio. Occorre infatti misurare, anche e soprattutto, la parte intangibile, relativa alla percezione e alla soddisfazione del cliente rispetto al servizio ricevuto. Solo in questo modo il cliente diviene parte integrante dei sistemi di controllo e di valutazione delle *performance* aziendali.

Pertanto, il modello attualmente utilizzato in Enel si propone di raccogliere opinioni e giudizi declinati su un insieme di parametri specifici di qualità; 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 2012 è stato avviato il progetto *Best Practice Sharing* che ha come scopo la condivisione e l'integrazione, a livello globale, delle metodologie utilizzate per la rilevazione della *Customer Satisfaction* e della qualità commerciale.

In Italia 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 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, per porre in atto opportune azioni correttive senza compromettere la soddisfazione complessiva del cliente. È proseguito, infatti, nel corso del 2012 anche il progetto Conformità 100%, che coinvolge un *team* di persone specializzate in materia di qualità commerciale e ha come obiettivo quello di monitorare e accrescere la qualità delle risposte inviate ai clienti.

In questa prospettiva si inserisce anche il servizio di Conciliazione, con la firma del nuovo Regolamento attuativo da parte di Enel e delle Associazioni dei Consumatori del CNCU (Consiglio Nazionale Consumatori e Utenti, organismo istituito presso il Ministero dello Sviluppo Economico), avvenuta il 26 novembre 2012. Il nuovo Regolamento presenta alcune novità destinate a incidere sulla possibilità riconosciuta al cliente di risolvere le potenziali controversie con il proprio fornitore in via stragiudiziale, con lo strumento gratuito della Conciliazione, accessibile attraverso gli sportelli territoriali delle Associazioni dei Consumatori.

Un'ulteriore dimostrazione dell'attenzione di Enel per le Associazioni dei Consumatori è l'innovativo accordo per le famiglie colpite dai disagi, in seguito alle eccezionali nevicate del febbraio 2012: a titolo di responsabilità d'impresa, Enel ha concordato con le suddette Associazioni la corresponsione di un contributo economico straordinario per le utenze domestiche interessate da interruzioni superiori ai tre giorni e mezzo, in aggiunta a quanto previsto dall'AEEG (Autorità per l'energia elettrica e il gas).

Dal 2003, in Spagna e Portogallo, Endesa dispone 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 2012 il Piano è stato focalizzato sulla qualità dell'attenzione al cliente, così come sul miglioramento della qualità delle operazioni (automatizzazione e ottimizzazione dei processi di fatturazione). Questo Piano, inoltre, segue mensilmente dieci indicatori chiave che permettono la verifica dell'impatto sulla qualità commerciale di Endesa.

Il *Defensor del Cliente de Endesa - Ombudsman*, unico nel settore elettrico spagnolo, è una figura indipendente nel processo di gestione, orientato a offrire una modalità aggiuntiva di dialogo focalizzato sui servizi prestati dall'azienda sul mercato.

In Argentina, tra le azioni finalizzate al miglioramento della qualità, si annoverano la riduzione del tempo utilizzato nei processi di fatturazione, una migliore qualità nella lettura, nuovi canali di pagamento e SMS commerciali.

È stato implementato il *Plan Especial de Contingencia* (Piano speciale di contingenza), finalizzato a conseguire una risposta rapida, efficace e coordinata in caso di incidenti che possano impattare la continuità e qualità del servizio; allo stesso tempo il Piano assicura un riguardo particolare nell'attenzione ai clienti definiti "sensibili", tra i quali si annoverano gli ospedali e le sedi istituzionali.

In Colombia è attivo il *Sistema de Calidad Percibida* - SCP (Sistema di qualità percepita), uno strumento che analizza la percezione del mercato nei confronti della qualità e la competitività delle offerte di prodotti e servizi.

In Cile si monitorano mensilmente i principali canali di contatto, i servizi offerti e in particolare l'erogazione del servizio

elettrico. Queste informazioni, oltre a essere utilizzate per aree specifiche, si comunicano al resto dell'organizzazione attraverso il *Plan de Satisfacción* (Piano di soddisfazione), che dal 2012 guida la compagnia nella soddisfazione dei clienti, residenziali, *business* o aziende.

In Perù, per quel che riguarda le misurazioni della soddisfazione del cliente, nel 2012 sono state realizzate due nuove indagini mensili. L'indagine regionale di soddisfazione è finalizzata alla misurazione della soddisfazione del cliente in base alla percezione dei differenti aspetti; inoltre, nelle indagini "a caldo", vengono coinvolti i clienti nel momento in cui hanno terminato l'operazione presso lo sportello o con l'operatore del *call center*.

Per il quarto anno consecutivo i clienti di Coelce sono stati i più soddisfatti del Brasile, secondo uno studio effettuato dall'Associazione Brasiliana dei Distributori di Energia Elettrica. Inoltre, sempre per il quarto anno consecutivo, l'azienda si è classificata come la migliore distributrice di energia elettrica del Brasile.

Tra le azioni finalizzate al miglioramento della comunicazione, degne di nota sono quelle relative all'utilizzo di canali dedicati per i clienti con *deficit* uditivi.

In Romania, il programma denominato "*Client in Focus*" è proseguito nel corso del 2012. In particolare, sono stati implementati con successo i seguenti progetti: modernizzazione dei Punti Enel, lancio di nuovi canali di pagamento e sviluppo di servizi *online*. In particolare, Enel Romania ha lanciato *MyEnel Mobile App*, un'applicazione per *smartphone* e *tablet* che consente ai clienti Enel di accedere a una vasta gamma di servizi e informazioni utili (*news*, offerte, informazioni sui lavori di manutenzione, lettura del contatore e serie storica dei consumo del cliente).

Società

Il Gruppo Enel nel *Global Compact LEAD*

Il *Global Compact* delle Nazioni Unite è un programma di azione per il settore privato promosso nel 2000 dall'allora Segretario Generale delle Nazioni Unite. La rete di imprese, organizzazioni internazionali, associazioni e ONG che lo compongono ha l'obiettivo di coinvolgere il settore privato in un nuovo tipo di cooperazione, attraverso la sottoscrizione di dieci princípi universali che toccano i temi dei diritti umani, del lavoro, della protezione dell'ambiente e dell'anti-corruzione.

Dal 2004 Enel è membro attivo di questo *network* internazionale, comunicando il suo impegno attraverso una relazione annuale denominata COP (*Communication on Progress*).

Nel 2012 Enel, inoltre, è entrata a far parte dello *Steering Committee* del *Global Compact LEAD, network* di aziende che sono impegnate nel guidare nuove iniziative di sostenibilità globali.

Nel corso del Rio+20 *Corporate Sustainability Forum*, promosso dal *Global Compact* nel giugno 2012, il Presidente Paolo Andrea Colombo, ha chiuso i lavori delle sessioni tematiche *Energy & Climate* nella plenaria conclusiva "*Compact for Rio*". Questo importante ruolo è il riconoscimento da parte delle Nazioni Unite dell'impegno costante del Gruppo Enel sui temi dell'energia sostenibile e della lotta al cambiamento climatico.

Enabling Electricity

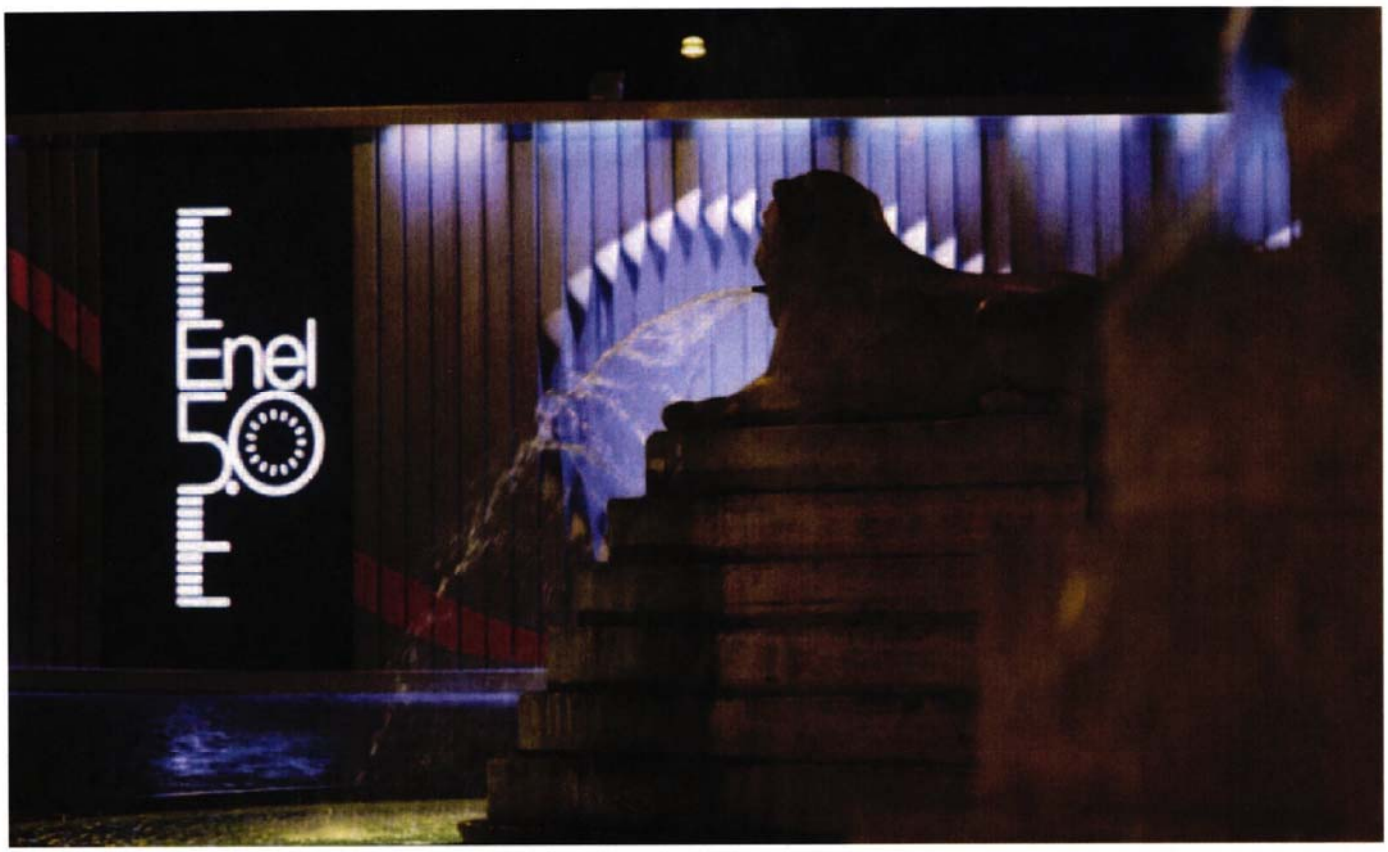
In base alle statistiche rese pubbliche dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), oggi sul pianeta vivono 1,3 miliardi di persone che non hanno accesso all'elettricità. In questo scenario, per decisione del Segretario Generale delle Nazioni Unite Ban Ki-moon, il 2012 è stato dichiarato "Anno internazionale dell'Energia sostenibile per tutti", dedicato quindi alla lotta contro la povertà energetica, che rappresenta uno degli Obiettivi del Millennio delle Nazioni Unite. Un impegno ribadito dall'Assemblea Generale dell'ONU che ha unanimemente dichiarato il periodo 2014-2024 come il decennio del *Sustainable Energy for All*.

Il Gruppo Enel risponde all'appello delle Nazioni Unite con *Enabling Electricity*, il programma per la promozione dell'accesso globale all'elettricità lanciato dall'Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel, Fulvio Conti, nell'ambito del *Private Sector Forum* di New York del 2011, promosso dal *Global Compact*.

Attraverso *Enabling Electricity*, Enel si rivolge a due *target*: persone che vivono in zone isolate e comunità svantaggiate delle aree periferiche, rurali e suburbane.

Il programma si sviluppa seguendo tre direttrici essenziali: progetti volti a facilitare l'accesso all'energia elettrica attraverso 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 investire in *capacity building*, mettendo a disposizione delle popolazioni disagiate l'esperienza del Gruppo Enel.

Le informazioni aggiornate su *Enabling Electricity* sono disponibili sul sito internet enel.com.



I 50 anni di Enel

Nel 2012 Enel ha celebrato il suo cinquantesimo anniversario. La celebrazione ha rappresentato l'occasione per creare un ponte tra la storia del Gruppo e l'innovazione, tra l'esperienza e l'orientamento al futuro.

Fra le principali iniziative del piano di comunicazione si annoverano: un sito *web* dedicato; accordi editoriali con note case editrici italiane per la pubblicazione di tre volumi sulla storia dell'Azienda; una campagna *advertising* celebrativa; Enel 5.0, il *tour* che ha toccato le principali città italiane per ripercorrere l'evoluzione sociale, economica e industriale legata all'energia e per anticipare gli scenari futuri; un'opera d'arte del programma Enel Contemporanea lasciata in omaggio alla città di Roma.

Il cinquantesimo anniversario dell'Azienda ha rappresentato inoltre un'opportunità per lanciare tre nuovi progetti nati con l'obiettivo di promuovere concretamente la ricerca, la crescita e lo sviluppo: la Fondazione Enel, il bando "Energie per la ricerca", promosso con CRUI (Conferenza dei Rettori delle Università Italiane) per assegnare 20 borse di studio a giovani ricercatori, ed Enel Lab, il programma di incubazione a sostegno dell'imprenditoria giovanile.

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.

Ogni progetto infrastrutturale, nel caso della costruzione sia di grandi impianti sia di reti elettriche, nasce da una valutazione strategica in cui istituzioni, imprese, associazioni e comunità sono coinvolti fin dalle prime fasi del progetto, al fine di raggiungere un beneficio comune in termini di sviluppo e benessere sia globale sia locale.

Questa valutazione avviene attraverso uno studio approfondito del territorio e dei suoi abitanti, per poter rispondere nel migliore dei modi a eventuali esigenze e criticità manifestate in termini di tutela dell'ambiente e della salute, di sviluppo socio-economico e di mantenimento dell'equilibrio tra le diverse attività produttive, nel pieno rispetto della vocazione del territorio. Enel, in questo

modo, rende gli *stakeholder* partecipi di scelte strategiche e li coinvolge nella risoluzione di problemi che altrimenti sarebbero insoluti.

Fin dall'avvio del percorso autorizzativo, Enel individua tutti gli *stakeholder* del progetto attraverso una mappatura puntuale, sviluppata e monitorata anche con l'analisi di media e internet.

Ogni progetto viene illustrato con il supporto di materiale informativo che chiarisce i bisogni, gli obiettivi, i costi e i benefíci.

Le modalità e le forme di dialogo scelte sono le più varie e sono dettate dal contesto di riferimento: *meeting* pubblici, *focus group*, incontri con i rappresentanti della comunità, confronto sui *social media* (*Facebook, Twitter*).

In questo contesto Enel cura e mantiene i rapporti con gli *stakeholder* in maniera flessibile e dinamica: la fase consultiva è un momento di confronto decisivo, nel quale vengono analizzate e discusse eventuali criticità emerse.Anche durante le fasi di costruzione ed esercizio degli impianti, Enel mantiene stretti rapporti con le comunità locali; vengono inoltre adottate misure di controllo e verifica dell'impatto ambientale, in particolare delle emissioni in atmosfera.

Educazione, scienza, informazione

Da anni Enel promuove la cultura della sostenibilità ambientale e dell'utilizzo consapevole delle risorse, sia attraverso iniziative dedicate, sia investendo nella ricerca e nella divulgazione scientifica. Di seguito, sono descritti alcuni fra i principali progetti.

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 fare loro acquisire consapevolezza e capacità critica, indirizzando le nuove generazioni verso scelte e comportamenti sostenibili.

Energia, scienza, tecnologia, ambiente sono le parole chiave dell'iniziativa *"PlayEnergy"*, il progetto ludico-educativo gratuito che Enel porta da 10 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 *online* e *offline* 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. Il periodico si compone di circa 100 pagine che, in ogni numero, raccontano le tematiche tecnico-scientifiche con estrema chiarezza e ospitano testimonianze illustri a livello internazionale. I temi trattati risultano di interesse sia per gli "addetti ai lavori" sia per un pubblico di lettori più vasto, allo scopo di favorire l'integrazione tra scienza e società.

Strategia climatica e ambiente

Emissioni e *Climate Change*

Enel riconosce la centralità della lotta ai cambiamenti climatici tra le proprie responsabilità di grande azienda globale del settore energetico e ha da anni avviato 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 promosso e 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 CO_2.

La strategia di lungo termine del Gruppo Enel è basata: sullo sviluppo delle fonti a emissioni zero; sull'impiego delle migliori tecnologie esistenti; sulla promozione dell'efficienza energetica e sullo sviluppo delle *smart grid*; sulla ricerca e innovazione; nonché sulla riduzione delle emissioni attraverso la realizzazione di progetti nei Paesi in via di sviluppo e nelle economie in transizione. Oggi oltre il 40% della generazione Enel proviene da fonti a zero emissioni. Malgrado un incremento registrato nell'ultimo anno, rispetto al 1990, anno di riferimento del Protocollo di Kyoto, le emissioni specifiche di CO_2 del Gruppo Enel sono

diminuite di oltre il 30%. Con questo risultato l'Azienda ha raggiunto il proprio obiettivo di riduzione dell'intensità di emissione del 7% al 2012 rispetto al 2007, ed è in linea con l'obiettivo al 2020, per una riduzione del 15% sempre rispetto ai livelli del 2007.

Inoltre, anche nel 2012 Enel ha aderito al *Carbon Disclosure Project* riuscendo a riportare un risultato di 92 su 100.

Per quanto riguarda le emissioni inquinanti, i risultati raggiunti negli ultimi anni sono in linea con gli obiettivi di riduzione fissati per il 2020 rispetto al 2010, che sono: -50% di emissioni specifiche di polveri, -10% di emissioni specifiche di anidride solforosa e -10% di emissioni specifiche di ossidi di azoto.

Rinnovabili

L'obiettivo di Enel Green Power è di essere *leader* mondiale nella generazione da fonte rinnovabile, puntando a una crescita costante di capacità installata e all'ottimizzazione del *mix* di tecnologie, valorizzando le caratteristiche specifiche dei territori e dei Paesi nei quali opera.

La strategia di diversificazione nello sviluppo tecnologico e geografico di Enel Green Power si è concretizzata nel 2012 in un incremento della capacità installata di oltre 900 MW, consolidando la presenza in mercati importanti quali Stati Uniti, Canada e Romania e proseguendo la crescita in quelli emergenti come Messico e Guatemala.

L'innovazione gioca altresì un ruolo fondamentale, non solo a livello tecnologico, diventando uno strumento per sperimentare nuovi approcci e forme di dialogo. Uno degli obiettivi è diffondere una cultura "rinnovabile", che tenga conto dell'esperienza nei mercati maturi, ma che sia sostenibile per le future generazioni e di esempio nei mercati emergenti. Enel Green Power si avvale del contributo di centri di ricerca e università, sia in Italia che all'estero, impegnate nella promozione dell'innovazione tecnologica. Nel 2012 è stata per esempio avviata una collaborazione con il TIS - Innovation Park e l'Assessorato all'Innovazione della Provincia Autonoma di Bolzano, nonché con la Fondazione ItaliaCamp, mentre è proseguito il sostegno al programma *Fulbright Best*.

Nel 2012 Enel Green Power ha iniziato, con il supporto di KPMG, un'analisi per identificare i principali temi di sostenibilità e i relativi indicatori, al fine di fornire un importante strumento per la puntuale definizione delle priorità strategiche da perseguire. La sfida sarà quella di creare un nuovo modello di *business*, basato sulla sostenibilità della catena del valore, sull'uso razionale delle risorse e sui modelli di *community involvement* in una logica di "valore condiviso".

Water scarcity

La gestione delle risorse idriche localmente disponibili è una tematica di centrale importanza per la salvaguardia della biodiversità e lo sviluppo e il benessere della società. Elevati tassi di consumi idrici in relazione ai flussi naturali localmente disponibili possono determinare situazioni di *stress* idrico.

Enel opera un costante monitoraggio di tutti i siti di produzione, e in particolare di quelli che si trovano in zone a rischio di scarsità idrica, al fine di gestire nella maniera più efficiente la risorsa acqua.

La mappatura avviene attraverso i seguenti livelli di analisi:

- mappatura delle aree con potenziali situazioni di "*water scarcity*": nel caso di Paesi con valore medio delle risorse idriche rinnovabili per persona inferiore al riferimento fissato dalla FAO, si individuano eventuali siti di produzione ricadenti in zone caratterizzate da scarsità d'acqua, 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.

Per quanto riguarda i risultati: il consumo specifico ha già raggiunto significative riduzioni negli ultimi anni in linea con il raggiungimento dell'obiettivo comunicato al 2020 di una riduzione del 10% rispetto al 2010.

Biodiversità

La tutela della biodiversità è un obiettivo strategico della politica ambientale di Enel.

Il Gruppo promuove una serie di progetti in Italia e all'estero, con l'obiettivo 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.

Le attività 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, studi di natura socio-ambientale.

Le strategie attuate per la biodiversità, le azioni e i piani specifici di intervento derivano da iniziative essenzialmente a carattere volontario o da accordi effettuati durante i processi autorizzativi per la costruzione di impianti; in nessun caso le attività sono prescritte direttamente dalle normative nazionali.

Enel ritiene che qualsiasi azione sugli ecosistemi non può prescindere da una accurata conoscenza degli equilibri presenti nelle zone in cui opera. È stata monitorata per ogni installazione la prossimità di aree protette (locali, nazionali o internazionali) evidenziandone i motivi di tutela, gli ecosistemi pregiati, i biotopi e le specie animali o vegetali da preservare in quanto a rischio di estinzione; sono stati valutati gli impatti e per questo può essere asserito che le attività vengono svolte in pieno equilibrio con l'ambiente naturale preservando la biodiversità. 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.

Nel 2012 è stata avviata una mappatura delle attività di tutela della biodiversità a livello di Gruppo che, una volta conclusa nel 2013, costituirà il punto di partenza per un Piano di Gruppo per la Biodiversità.

Nucleare

"*Nuclear Policy*" di Gruppo

L'impegno del Gruppo per una gestione sicura delle proprie attività nucleari trova chiara espressione nell'approvazione da parte del Consiglio d'Amministrazione della "*Nuclear Policy*" di Gruppo, emanata nel dicembre 2010 e pubblicata sul sito internet aziendale.

La *policy* intende garantire che tutti i progetti di investimento nucleari ai quali il Gruppo partecipa in qualità di azionista sia di maggioranza sia di minoranza siano condotti mettendo in primo piano la sicurezza nucleare e la protezione dei lavoratori, della popolazione e dell'ambiente, incoraggiando l'eccellenza in tutte le attività e andando oltre la sola conformità alle leggi.

L'applicazione della *policy* è garantita dall'unità *Nuclear Safety Oversight* (Sorveglianza sulla sicurezza nucleare). Viene inoltre eseguito un continuo monitoraggio delle *performance* ambientali e della radioprotezione dei lavoratori, svolto dall'Unità di Radioprotezione, *Nuclear Operation & Maintenance* e *Best Practice Sharing*, attraverso la rete di monitoraggio denominata *Radioprotection Survey Network*.

Nel marzo 2011, grazie alla pubblicazione delle informazioni su *policy*, sistemi di gestione e indicatori di *performance*, Enel è stata l'unica *multiutility* con *asset* di generazione nucleare a essere riammessa all'indice FTSE4Good.

Per ulteriori informazioni sulla *performance* nucleare di Enel si rimanda al sito: http://www.enel.com/it-IT/sustainability/our_responsibility/enel_nuclear/.

Stress test

Secondo la Commissione Europea, le verifiche sulla sicurezza delle centrali nucleari, i cosiddetti "*stress test*", sono finalizzati a definire l'entità dei margini di sicurezza presenti negli impianti in esercizio a fronte di scenari sia esterni estremi (terremoti, inondazioni) sia incidentali (mancanza di energia elettrica di rete, mancanza d'acqua di raffreddamento), indagando pertanto la risposta dell'impianto qualora sottoposto a condizioni di esercizio fuori progetto.

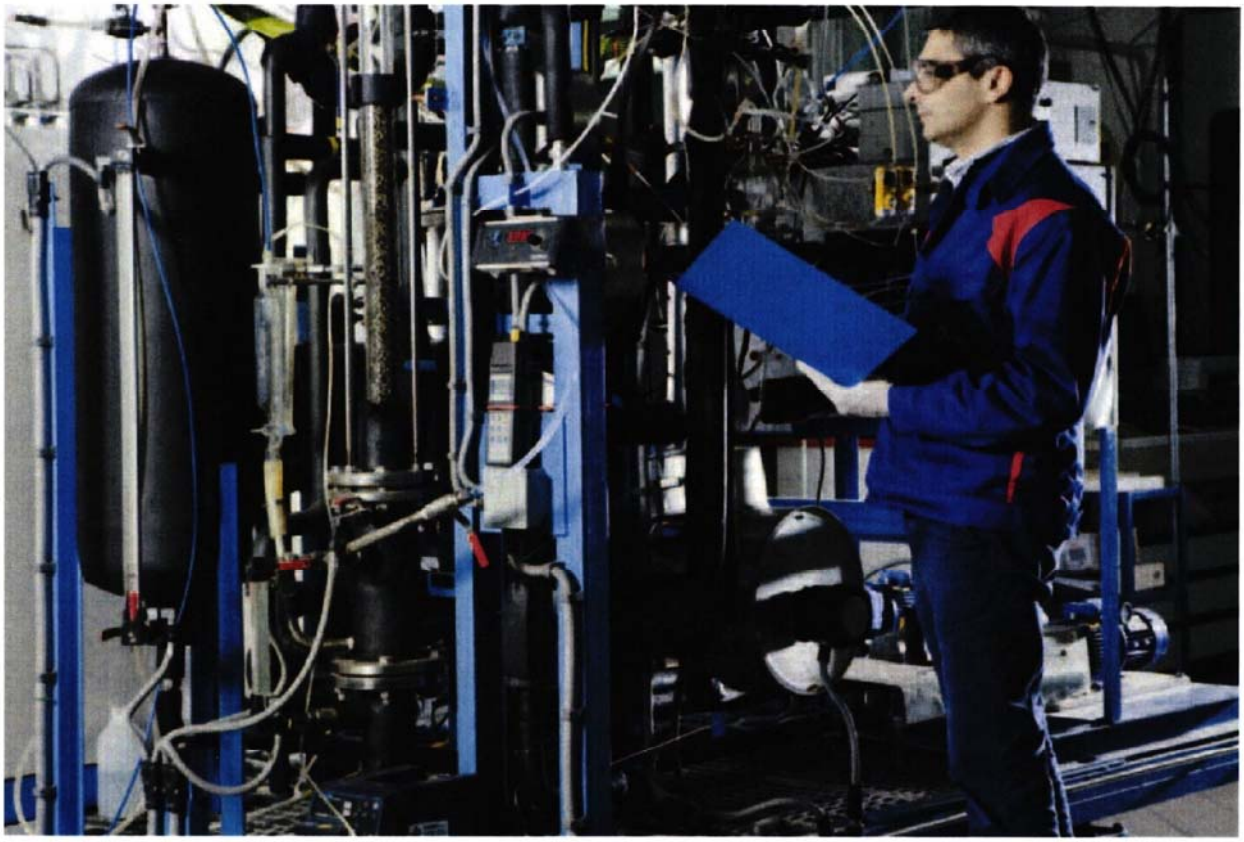
I risultati del processo di verifica avviato a seguito dell'incidente di Fukushima sono stati raccolti nel 2011 nei *report* individuali delle *utility* e nei *report* nazionali; nel corso del 2012 sono stati emessi inoltre i Piani di Azione Nazionali.

Le centrali nucleari del Gruppo sono state sottoposte a una analisi approfondita e le misure migliorative per la sicurezza sono stabilite nei Piani di Azione Nazionali emessi dalle rispettive Autorità di Sicurezza. Enel Ingegneria e Ricerca partecipa a entrambe le fasi in corso: la verifica di sicurezza e l'implementazione delle misure migliorative nelle centrali del Gruppo, in Spagna e Slovacchia.

Altri aggiornamenti

La partecipazione di Enel nel progetto di Flamanville 3 in Francia è terminata con la notifica in data 4 dicembre 2012 a EDF dell'esercizio del diritto di recesso, concludendo così l'accordo di collaborazione strategica che le due società avevano sottoscritto nel 2007. L'accordo per il trasferimento di conoscenze di cui Enel ha beneficiato in questi anni è altresì in fase di conclusione.

In Spagna, la Legge n. 15/2012 del 27 dicembre 2012 ha introdotto una nuova forma di tassazione applicabile alle centrali nucleari del Gruppo, in materia di generazione elettrica, di produzione di combustibile esaurito e di produzione di



rifiuti radioattivi a bassa e media attività. La centrale di Santa María de Garoña, partecipata dal Gruppo Enel con Endesa, ha sospeso l'esercizio a partire dal 16 dicembre 2012, sulla base del previsto impatto finanziario della proposta di legge in discussione, poi confermata dalla versione finale. La licenza di esercizio attuale ha validità fino al 6 luglio 2013.

Ricerca e innovazione

L'innovazione è un elemento chiave per rispondere efficacemente alle sfide del mercato dell'energia, anticipandone le tendenze tecnologiche.

Per Enel l'innovazione è la trasformazione della conoscenza in valore per l'Azienda, e per i suoi *stakeholder*, generando soluzioni innovative e sostenibili per migliorare il *business* di oggi e per creare nuove opportunità per il futuro.

L'innovazione è inoltre un elemento chiave della cultura d'impresa del Gruppo Enel: per questo la promozione della cultura dell'innovazione è un'attività prioritaria a tutti i livelli dell'organizzazione.

La partecipazione dei dipendenti al processo di innovazione è incoraggiata attivamente, con iniziative strutturate che favoriscono l'apporto di nuove idee, spaziando dai concorsi alle *task force* di innovazione fino a programmi basati su metodologie collaborative di *crowdsourcing*. Con lo scopo di generare un flusso di proposte progettuali che il sistema di innovazione traduce in nuove soluzioni e opportunità per il *business*, nel corso del 2012 è stato sperimentato in Endesa un programma per la raccolta delle idee dei dipendenti chiamato *EIDOS MARKET*. Tale iniziativa, che è riuscita a raccogliere oltre 1.400 progetti di innovazione, verrà adottata anche in Italia nel 2013 mediante un progetto pilota nell'area Mercato.

La dimensione multinazionale e le diversità culturali presenti all'interno del Gruppo rappresentano una risorsa formidabile per l'innovazione, che viene valorizzata anche attraverso lo scambio di esperienze e conoscenze maturate nei diversi Paesi in cui il Gruppo stesso è presente. In questo modo non solo vengono ulteriormente valorizzate le attività innovative di successo, ma viene implementato un efficace meccanismo virtuoso che, mettendo a fattor comune le esperienze maturate nelle diverse realtà in cui Enel opera, stimola il miglioramento continuo, la creatività e l'innovazione.

La produzione di innovazione infine è incoraggiata rivolgendosi anche all'esterno dell'organizzazione, mediante iniziati-

ve volte a creare, sviluppare e mantenere legami di cooperazione con i maggiori centri di ricerca nazionali e internazionali e con iniziative specifiche a sostegno dell'imprenditorialità. Tra queste il concorso Enel Lab, una competizione per *start-up* italiane e spagnole con progetti innovativi in campo energetico, lanciato nel 2012 per individuare sei *start-up* ad alto potenziale tecnologico le quali accederanno a un programma di incubazione che prevede un *capital injection* e una serie di servizi per accelerarne la crescita. In questo modo i vincitori potranno sviluppare la loro impresa godendo del pieno supporto di Enel con l'opportunità di trasformare l'innovazione in un successo concreto.

Modello di *leadership* tecnologica

Il Gruppo aspira a essere *leader* tecnologico del settore attraverso lo sviluppo di progetti di innovazione che producano valore e che promuovano la creazione di vantaggi competitivi sostenibili.

Durante il 2012, anche grazie alla riorganizzazione aziendale e al passaggio della Funzione Innovazione nella struttura di *Holding*, Enel ha rafforzato il coordinamento di tutte le sue attività di ricerca e sviluppo nei mercati in cui opera, con particolare *focus* sulla strategia, sulla definizione e gestione del portafoglio dei progetti innovativi e sulla diffusione di una cultura dell'innovazione comune a tutto il Gruppo. Nel 2012 il Gruppo, attraverso la realizzazione di 136 progetti, ha investito circa 127 milioni di euro, in aumento del 30% rispetto all'anno precedente (97 milioni nel 2011), in attività di ricerca e innovazione.

Di seguito i principali risultati delle attività sviluppate dal Gruppo per aree di *business*.

Generazione tradizionale

Efficienza impianti di generazione e abbattimento inquinanti

Le fonti energetiche tradizionali come il carbone o il gas naturale continueranno nei prossimi decenni ad avere un ruolo fondamentale nel soddisfare la crescente domanda globale di energia elettrica.

L'aumento di efficienza degli impianti è una delle attività fondamentali per il miglioramento delle *performance* produttive e ambientali. La principale attività in corso è il progetto ENCIO, finalizzato a favorire lo sviluppo delle tecnologie del carbone pulito, attraverso la sperimentazione delle tecnologie *"Advanced USC"* (vapore a 700 °C), che consentono di raggiungere efficienze di conversione superiori al 50%, e conseguentemente di ridurre le emissioni di CO_2 in atmosfera e il consumo di risorse fossili.

Il Gruppo persegue inoltre uno sviluppo sostenibile attraverso il miglioramento continuo del suo profilo ambientale. Per questo ha sviluppato negli anni competenze in ambito di previsione, monitoraggio e valutazione degli impatti che le sue attività hanno sull'ambiente, superando il semplice monitoraggio prescritto dal quadro legislativo attuale.

Enel Ricerca è inoltre il riferimento tecnico-scientifico per tutte le tematiche connesse con la caratterizzazione e valorizzazione dei residui termoelettrici finalizzati a un recupero utile. Inoltre, attraverso azioni di coordinamento a livello locale, si sta promuovendo il concetto di "filiera corta" nella gestione dei residui, permettendo di risparmiare le emissioni derivanti dal trasporto e favorendo ricadute positive sul territorio.

Anche in Endesa sono in corso diversi progetti per l'ottimizzazione degli impianti di generazione. Tra questi il progetto *Laguna de enfriamiento* in Cile, che si propone di valutare un sistema di raffreddamento più efficiente per le centrali termiche.

Cattura e sequestro della CO_2 (CCS)

Le principali attività condotte nel 2012 nel campo della cattura post-combustione riguardano il rafforzamento del *know-how* tecnologico sviluppato sull'impianto pilota di Brindisi di cattura della CO_2 (completato nel 2010 per trattare 10.000 Nm^3/h di fumi e separare 2,5 ton/h di CO_2) maturando esperienza specifica sulla progettazione e sull'esercizio degli impianti di cattura della CO_2, e testando in modo comparativo sorbenti e processi, oggi tutt'ora in fase di sviluppo.

In Spagna è terminato l'avviamento dell'impianto pilota da 300 kWt per la cattura post-combustione con ammine presso la centrale di Compostilla, e l'esercizio iniziale ha mostrato risultati promettenti. Nell'ambito del filone della CCS con combustione in ossigeno a pressione atmosferica, sono stati completati i *test* sull'impianto pilota di Compostilla e avviata l'analisi dei risultati.

Per quanto riguarda il sequestro della CO_2, proseguono le attività di caratterizzazione e selezione preliminare delle aree idonee per realizzare i siti di stoccaggio geologico perma-

nente della CO_2. Nel 2012 sono stati completati quattro pozzi di caratterizzazione nel sito di Duero e uno in quello di Andorra-Monegrillo. In parallelo, in Italia, è stato completato lo studio di un sito di stoccaggio *off-shore* nel mare Adriatico.
Per quanto riguarda la ricerca per la cattura biologica della CO_2 attraverso le alghe, sono conclusi i *test* della fase I e sono in corso i *test* della fase II per l'ottimizzazione del processo di fissazione della CO_2 nell'impianto pilota Litoral Microalgae in Andalusia.

Diagnostica e automazione avanzata

Proseguono le attività della ricerca sullo sviluppo di applicazioni avanzate di sensoristica, diagnostica e automazione per aumentare affidabilità, sicurezza ed efficienza degli impianti di produzione del Gruppo e per ridurre gli incidenti durante la costruzione, la manutenzione e il normale esercizio degli impianti del Gruppo. In particolare, nel 2012 è stata avviata la configurazione dei dispositivi di sicurezza presso il cantiere pilota "*Brindisi dome*" e completata la valutazione dei rischi di sicurezza informatica di tre impianti di produzione.
In Spagna è in corso il progetto *Telesivi*, che applica tecniche di *computer vision* e robotica, di auto-apprendimento e *data mining* per conoscere in ogni momento lo stato dell'impianto e segnalare eventuali anomalie.

Tecnologie di generazione da rinnovabili

Le energie rinnovabili costituiscono per il Gruppo una delle principali leve strategiche per ridurre le emissioni di CO_2 e allo stesso tempo per rendere il proprio *mix* produttivo più competitivo. A tale fine Enel è impegnata su tutte le principali tecnologie di generazione da fonte rinnovabile a oggi utilizzate e sull'identificazione di tecnologie utili allo sfruttamento di risorse ancora non impiegate.
Le principali attività svolte nel 2012 riguardano: Solare termodinamico, Fotovoltaico, Eolico, Geotermia, Biomasse, Idroelettrico, Energia dal mare nonché Ibridizzazione.

CSP - Solare termodinamico

È stata completata la messa in servizio dell'impianto CSP (*Concentrated Solar Power*) "Archimede" da 5 MWe realizzato nel 2010 presso il sito di Priolo Gargallo (SR). Nel corso del 2012 è stato inoltre realizzato un circuito di prova per il *test* di sali a bassa temperatura di fusione (80÷140 °C) e componentistica innovativa con l'obiettivo di verificare le *performance* energetiche della tecnologia, l'affidabilità dei componenti chiave e di ottimizzare le procedure operative e di gestione dell'impianto.
È stato ammesso al finanziamento europeo FP7, il progetto ARCHETYPE, coordinato da Enel Green Power, che mira alla realizzazione di un impianto solare termodinamico da 30 MW. Il progetto consentirà l'impiego della tecnologia "Archimede" su scala industriale, integrando il CSP con un impianto di desalinizzazione e biomassa.
Sul fronte degli impianti di piccola taglia, presso i laboratori di Catania sono state completate le attività di caratterizzazione sperimentale di un innovativo impianto solare termodinamico che utilizza la radiazione solare per produrre:

- energia elettrica grazie a un motore Stirling "*free piston*";
- calore da utilizzare per il riscaldamento di acqua sanitaria.

Fotovoltaico

Continuano, presso il laboratorio solare Enel di Catania, le attività di caratterizzazione *indoor* e *outdoor* di alcune tecnologie fotovoltaiche commerciali e pre-commerciali, nonché la validazione di sistemi per la verifica delle prestazioni, dell'affidabilità e del potenziale reale per applicazioni su larga scala e in differenti condizioni operative.
All'interno del "Programma di ricerca congiunta Enel Green Power - Sharp - STMicroelectronics" è iniziata l'analisi per il possibile sviluppo di applicazioni tecnologiche innovative tese all'integrazione architettonica dei pannelli fotovoltaici *thin-film*.

Eolico

Nel campo della generazione da fonte eolica, prosegue il progetto di affinamento dei modelli di previsione della producibilità elettrica degli impianti eolici di breve-medio periodo (fino a 72 ore), che utilizza modelli di tipo fisico fluidodinamico CFD (*Computational Fluid Dynamics*) nel caso di impianti nuovi senza storico di produzione, nonché modelli di tipo statistico a reti neurali ANN (*Artificial Neural Networks*) dove sono presenti dati storici di produzione.
Per quanto riguarda il mini-eolico, sono state avviate nel corso dell'anno le attività per la messa in esercizio sperimentale dell'aerogeneratore bi-pala sviluppato con la partecipazione dell'architetto Renzo Piano. Le principali innovazioni della macchina si ravvisano nel ridotto impatto

ambientale e nelle soluzioni tecniche adottate, orientate allo sfruttamento del vento a velocità ridotta.

Geotermia

Grande è stato l'impegno per rendere possibile lo sfruttamento di risorse geotermiche a basso livello entalpico. Guardando all'impiego di cicli binari ORC (*Organic Rankine Cycle*) con fluido di lavoro supercritico, il progetto, svolto con la collaborazione, del *Massachusetts Institute of Technology*, ha visto Enel Green Power realizzare un impianto pilota da 500 kW presso l'area sperimentale Enel di Livorno. Rispetto agli attuali cicli subcritici operanti principalmente con idrocarburi paraffinici, l'impianto presenta interessanti vantaggi in termini di *performance*, da approfondire per un eventuale *deployment* su ampia scala.
Sono stati inoltre sviluppati e testati nuovi processi per aumentare l'efficienza e ridurre i costi O&M (*Operations & Maintenance*) degli impianti geotermici lavorando, per esempio, su nuovi *coatings* di tubi per torri a secco.

Biomasse

Nel 2012 è stata avviata un'attività di studio mirata alla valutazione della integrabilità della fonte geotermica con le biomasse.
In Brasile è in corso il progetto *Capim Elefante* per l'ottimizzazione del ciclo di vita di una graminacea caratterizzata da elevato potere calorifico e crescita rapida, particolarmente adatta all'utilizzo come biomassa. Il progetto garantirà lo sfruttamento di terreni di basso valore agricolo, che altrimenti resterebbero incolti.

Idroelettrico

Nel corso del 2012 sono state sviluppate soluzioni progettuali in grado di ottimizzare la produzione energetica degli impianti idroelettrici, utilizzando i rilasci dovuti per deflusso minimo vitale.
In Cile è in corso il progetto Intogener, il cui obiettivo è implementare un innovativo servizio di previsione dei deflussi sulla base di misurazioni con tecnologia satellitare quasi in tempo reale per una migliore gestione dell'energia idraulica nel Paese.

Energia dal mare

Nell'ottica di impiegare risorse rinnovabili a oggi scarsamente utilizzate, quali l'energia del mare, Enel ha eseguito una prima fase di analisi e selezione delle aree di maggior interesse dal punto di vista delle risorse naturali, in Europa e in America Latina (Cile). È stata inoltre completata l'attività di analisi delle tecnologie in fase di sviluppo e avviata una collaborazione tecnologica per la messa a punto e il *test* in Italia di un sistema di generazione da moto ondoso con potenza nominale di circa 100 kW.

Ibridizzazione

Nel corso del 2012 sono stati concentrati gli sforzi sul fronte dell'integrazione di più tecnologie. A Stillwater, negli Stati Uniti, dallo scorso marzo operano in contemporanea un impianto fotovoltaico da 26 MW e un impianto geotermico da 33 MW. Nel mese di agosto, con questo progetto, Enel Green Power ha vinto la seconda edizione del *GEA Honors Awards* promosso dall'Associazione Geotermica Statunitense.
Sul medesimo sito è stato avviato un progetto che prevede l'integrazione geotermia-solare termico mediante la realizzazione di un impianto dimostrativo, della potenza incrementale di 2 MW, in cui il "*pre-heating*" del fluido geotermico è realizzato dal contributo energetico solare.

Reti di distribuzione

Smart grid

Enel è protagonista, a livello italiano e internazionale, di numerose iniziative che hanno l'obiettivo di innovare i meccanismi di distribuzione dell'energia per aumentare l'efficienza delle reti. Il progetto più importante in corso riguarda le *smart grid*, reti intelligenti che coniugano l'utilizzo di tecnologie tradizionali con soluzioni digitali innovative, rendendo la gestione della rete elettrica maggiormente flessibile grazie a uno scambio di informazioni più efficace.
Una delle applicazioni più immediate delle *smart grid* è l'integrazione in rete delle energie rinnovabili, che contribuisce al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'Unione Europea. In Italia è in fase avanzata il progetto Isernia-Carpinone, i cui *test* in corso riguardano: la gestione dei generatori distribuiti allacciati sulla rete di media tensione (MT), la sperimentazione di un dispositivo di accumulo MT (*storage*), una stazione di ricarica ottimizzata per veicoli elettrici, un campo prova esteso del dispositivo Enel *smart info* (terminale utente per ricevere dati di consumo/produzione dal proprio contatore elettronico) per

l'abilitazione di applicazioni *demand response*.

Prosegue il progetto europeo *Address* dedicato alla definizione di soluzioni innovative che diano al cliente la possibilità di partecipare attivamente al mercato dell'energia. Attualmente il progetto è nella fase conclusiva comprendente la sperimentazione in campo dei programmi di domanda attiva e la validazione dei modelli proposti nelle fasi precedenti. Inoltre, con l'obiettivo di sviluppare un piano di azione per implementare la domanda attiva in Europa, ha avuto inizio a dicembre 2012 il progetto *Advanced*, di cui Enel Distribuzione è coordinatore, con il coinvolgimento di importanti DSO (*Distribution System Operator*) europei. Il progetto utilizza i dati e i risultati dei progetti in corso, tra i quali *Enel Info+* a Isernia, unitamente a ulteriori iniziative di domanda attiva in Europa. Enel Distribuzione è inoltre responsabile della direzione tecnica del progetto europeo *Grid4EU*, avviato a novembre 2011 e della durata di quattro anni. Tale progetto ha l'obiettivo di testare su larga scala, e in condizioni operative reali, soluzioni avanzate di *smart grid*, in particolare Forlì-Cesena, ed è focalizzato sull'integrazione delle rinnovabili connesse in media tensione attraverso la realizzazione di un sistema di controllo avanzato.

Anche in Spagna e America Latina sono in corso diversi progetti per lo sviluppo delle *smart grid*; 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; nonché attività nell'ambito del progetto ECCO-FLOW per lo sviluppo di nuovi limitatori di corrente di guasto realizzati con materiali superconduttori (SFCL) che garantiscano maggiore sicurezza, affidabilità, efficienza e qualità della rete e facilitino l'integrazione delle energie rinnovabili.

Sistemi di accumulo dell'energia

La capacità di stoccare l'energia prodotta da fonti rinnovabili si sta dimostrando una delle sfide più importanti nel modo di gestire l'energia a livello residenziale o industriale. Grazie a sistemi di *storage* sempre più efficienti, sarà possibile immagazzinare l'energia elettrica prodotta quando è più conveniente o quando c'è abbondanza di fonti rinnovabili, per usarla quando serve.

In Italia, le principali attività riguardano: l'installazione in cabina secondaria di trasformazione MT/BT di un sistema di stoccaggio agli ioni di litio (1 MVA - 500 kWh) per testare servizi ancillari alla rete di distribuzione nell'ambito del progetto Isernia; l'installazione di un dispositivo di *storage* (1 MVA - 1 MWh) nella cabina secondaria di smistamento dell'area di Forlì-Cesena nell'ambito del progetto europeo *Grid4EU* per la regolazione della tensione e dei flussi di potenza allo scopo di accogliere generazione distribuita aumentando la *hosting capacity* della rete; l'acquisizione di un sistema di accumulo accoppiato ai motori diesel che permetterà di testare l'ottimizzazione della generazione e della distribuzione di energia sull'isola di Ventotene e che consentirà un esercizio dei motori stessi a carico costante, con notevoli vantaggi in termini di consumo di combustibile e di emissioni.

In Spagna i progetti riguardanti l'accumulo dell'energia sono: progetto *Smartcity Málaga* (batterie agli ioni di litio-ferro-fosfato) e progetto STORE (batteria agli ioni di litio nell'isola di Gran Canaria, batteria a volano a La Gomera e ultra-condensatori a La Palma). È in corso lo studio di fattibilità per la realizzazione di un impianto CAES (*Compressed Air Energy Storage*).

Proseguono infine le attività di caratterizzazione delle batterie e della colonnina di ricarica rapida per i veicoli elettrici presso la stazione sperimentale Enel di Livorno. Tali attività hanno consentito a Enel di acquisire *know-how* strategico sui sistemi di accumulo che le permettono di individuare le tecnologie e gli algoritmi di gestione ottimali per rispondere alle differenti esigenze di generazione e gestione dell'energia elettrica.

Usi finali

Per contribuire all'incremento dell'efficienza energetica e rispettare gli obiettivi europei di riduzione della CO_2 di medio-lungo termine (2030-2050), Enel sta sviluppando tecnologie innovative a disposizione del cliente per ottimizzare e razionalizzare i consumi energetici, in modo che esso diventi protagonista grazie all'utilizzo di supporti elettronici che rendono trasparenti i consumi e incentivano la sua partecipazione nel mercato dell'energia, promuovendone un uso razionale, con vantaggi sulla sostenibilità ambientale e per l'intero sistema.

Efficienza energetica

Nel 2012 viene intrapreso il progetto *Enel Info+*, che prevede il *test*, per la prima volta su larga scala (circa 8.000 famiglie), di *Enel smart info*, un dispositivo che permette ai clienti di avere a portata di mano i dati registrati dal contatore del consumo/produzione e della propria utenza, favorendo una maggiore consapevolezza delle proprie abitudini di consumo e l'adozione di comportamenti più efficienti.

Altro progetto di rilievo in questo ambito è *Energy@home*,

che ha sviluppato una piattaforma di comunicazione tra *smart device* in ambito *indoor* realizzata in collaborazione con Electrolux, Indesit Company e Telecom Italia. Grazie a questa piattaforma è possibile sviluppare servizi che consentono la regolazione dei consumi in casa, grazie a un controllo ancora più attento sull'uso e sull'efficienza degli elettrodomestici, così da evitare picchi e sovraccarichi di rete, convogliando il consumo dell'energia nelle ore in cui costa meno.
Nell'ambito delle tematiche di efficienza energetica, Enel Energia, insieme alla Ricerca, ha inoltre avviato su un campione di clienti il progetto ComeConsumo. Il progetto prevede l'installazione di un sistema di visualizzazione in tempo reale dei consumi, che consente anche l'accesso ai dati storici di consumo. Nel corso del 2012 sono stati monitorati i comportamenti di consumo del campione per verificare le potenzialità dello strumento.
Anche in Spagna e Sud America sono in corso diversi progetti di efficienza energetica. Tra questi, il progetto europeo *EnergyTic* che ha lo scopo di sviluppare diverse soluzioni innovative per consentire ai clienti di risparmiare acqua ed energia. Il progetto pilota esamina i dati di 1.000 abitazioni in Francia e 700 in Spagna.

Per l'efficientamento energetico dei fabbricati civili è stato completato il DomusLab, laboratorio per il *test* dei sistemi di domotica realizzato a Pisa, in cui vengono analizzate le tecnologie che consentiranno di realizzare e gestire le abitazioni del prossimo futuro.
Enel è inoltre impegnata nel progetto europeo ENCOURAGE che ha come obiettivo lo sviluppo di tecnologie che abilitino l'ottimizzazione energetica degli edifici di tipo terziario, 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).

Generazione distribuita

È stato installato a febbraio 2012, presso la sede Enel Ricerca di Pisa, il primo prototipo del TOB (*Triangle-based Omnipurpose Building*), un sistema in grado di fornire elettricità generata da fonti rinnovabili a popolazioni che risiedono in zone remote non connesse alla rete elettrica. La struttura, il cui disegno è un brevetto internazionale Enel, integra moduli fotovoltaici e sistemi di accumulo ed è in grado di fornire servizi alla popolazione locale, quali aule per formazione, laboratorio medico con frigo per la conservazione di medicinali, ricarica cellulari e pc con connessione internet.

Infrastrutture per la mobilità elettrica

Il Gruppo è fortemente impegnato nella realizzazione di una rete di infrastrutture intelligenti per la ricarica dei veicoli elettrici, tale da favorirne la diffusione, promuovendo la mobilità sostenibile.
Nel 2012, alla infrastruttura di ricarica domestica (*box station*) e a quella di ricarica pubblica (*pole station*), entrambe basate sulla tecnologia del contatore elettronico, si è aggiunta la infrastruttura di ricarica *fast recharge* a corrente alternata a 43 kW. Tale stazione è stata testata con successo con la nuova Renault Zoe, la prima auto che utilizza come caricabatterie lo stesso *inverter* per la trazione già a bordo del veicolo, consentendo la ricarica completa in meno di 30 minuti.
A fine 2012 sono risultate 1.000 le stazioni di ricarica installate in Italia e circa 200 in Spagna, tutte gestite da remoto dal sistema EMM (*Electric Mobility Management*), che consente la supervisione di tutte le stazioni e assicura il controllo in tempo reale di tutti i processi di ricarica effettuati.
In Italia, sono stati siglati Protocolli sulla mobilità elettrica con la Regione Emilia-Romagna e Roma Capitale/Acea per la dotazione di infrastrutture di ricarica interoperabili tra loro anche su reti di distributori diversi. A Perugia è stata realizzata la rete di ricarica pubblica Enel: un progetto-pilota all'attenzione dell'AEEG per il *test* e la valutazione dei diversi modelli di servizio per la ricarica elettrica.
In ambito internazionale Enel partecipa: al progetto *Green eMotion* finanziato dall'Unione Europea, per definire il quadro di riferimento per la mobilità elettrica in Europa; al progetto *Internet of Energy*, che consentirà di sviluppare una stazione di ricarica che integra in modo efficace quanto necessario per supportare la comunicazione con il veicolo elettrico in conformità con il nuovo *standard* definito nell'ISO 15118; al progetto *Mobincity*, che consentirà di definire algoritmi evoluti per la gestione della ricarica *smart* necessaria a minimizzare gli impatti sulla rete; al progetto *Unplugged*, che consentirà di valutare le prospettive di sviluppo della ricarica induttiva.
Tra le iniziative di maggior rilievo nel campo della mobilità sostenibile in Spagna, sono da segnalare: il progetto dimostrativo *ZEM2All*, sviluppato grazie a un accordo internazionale tra il Governo spagnolo e un consorzio di imprese giapponesi per supportare l'introduzione di 200 veicoli elettrici a Malaga in quattro anni e la raccolta di informazioni e analisi di *marketing* sul loro utilizzo; il proget-

to di ricerca Circe, a Saragozza, per la realizzazione di uno *smartbox* che faciliti l'integrazione delle stazioni di ricarica rapida con il sistema EMM.

Nei Paesi dell'America Latina (Brasile, Cile), dove si registra un interesse crescente per la mobilità sostenibile, Enel sta promuovendo le tecnologie già sperimentate con successo in Europa. In Colombia, infine, il Gruppo promuove tramite la società Codensa un progetto di trasporto pubblico sostenibile.

Città intelligenti

Le competenze e le tecnologie innovative sviluppate dal Gruppo hanno permesso di realizzare, in varie parti del mondo, il concetto di *smart city*, coniugando in un unico modello urbano la tutela dell'ambiente, l'efficienza energetica e la sostenibilità economica.

I primi progetti pilota in corso in Italia sono Genova e Bari. Enel Distribuzione sta infatti supportando tali Municipalità nel percorso di sviluppo verso una *smart city*, mediante misure finalizzate a rendere la rete elettrica una *smart grid*, intesa come fattore abilitante verso nuovi servizi, tra cui la mobilità elettrica e il coinvolgimento attivo dei cittadini attraverso strumenti che aumentino la consapevolezza dei consumi effettuati.

A Bari e Cosenza, Enel, insieme ad altri otto *partner*, sta implementando il progetto RES NOVAE, co-finanziato dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca. Il progetto, che ha l'obiettivo di creare un ambiente cittadino sostenibile e a misura d'uomo, si articola su più filoni di attività, tra cui: infrastrutture per la distribuzione di energia in ottica *smart grid*; funzionalità per il monitoraggio, il controllo e la gestione ottimizzata dei flussi energetici degli edifici; soluzioni tecnologiche per abilitare la partecipazione attiva dei cittadini nel mercato elettrico ("*Active Demand*"); implementazione di uno "*Urban Command Center*" che fornirà alla Pubblica Amministrazione, ai cittadini e agli altri *player* interessati, le principali informazioni, energetiche e non, riguardanti il territorio cittadino, utili per approntare una corretta pianificazione energetica basata su dati reali.

A livello europeo, Enel è *partner* della città di Genova nel progetto FP7 TRANSFORM che prevede la partecipazione di altre città europee nonché *partner* industriali. Obiettivo del progetto è identificare una metodologia ottimizzata per la pianificazione energetica a livello cittadino che possa supportare la Pubblica Amministrazione nell'identificare le aree su cui agire per migliorare l'efficienza energetica dell'ambiente urbano.

Il Gruppo sta inoltre realizzando progetti innovativi di *smart city* anche in Spagna (Malaga e Barcellona), in Brasile (Búzios) e in Cile (Santiago). In particolare, il 2012 ha visto il completamento delle installazioni dei sistemi previsti dal progetto europeo *Smartcity Málaga* e l'avvio di *Smartcity Barcelona*.

In Brasile, a novembre, è stata inaugurata ufficialmente *Cidade Inteligente Búzios*, la prima città intelligente dell'America Latina. Tecnologia, innovazione e sostenibilità sono le parole chiave alla base di questo progetto, grazie al quale il Gruppo sta trasformando la Municipalità di Armação dos Búzios (Rio de Janeiro) in un modello di gestione energetica sostenibile. Come prima *milestone* del progetto, a maggio 2012 sono stati installati nelle case dei clienti di Ampla 217 *smart meters*, grazie ai quali i cittadini di Búzios hanno la possibilità di acquisire consapevolezza dei propri consumi e di risparmiare sul conto della luce sfruttando tariffe differenziate. Inoltre il Lago Usina e le strade principali della città sono illuminati con 60 LED Archilede dotati di telecontrollo e sono disponibili per la cittadinanza due stazioni di ricarica per auto elettriche, gestite da Ampla attraverso l'innovativo sistema EMM sviluppato da Enel. Ampla sta già utilizzando biciclette elettriche per realizzare interventi "a zero emissioni" presso i propri clienti, mentre anche il servizio di motobarche taxi che collega la città alle spiagge diventerà sostenibile.

La partecipazione diretta dei cittadini che beneficeranno delle nuove tecnologie è una delle pietre miliari di *Cidade Inteligente Búzios*. La comunità, infatti, è coinvolta in iniziative volte a costruire un futuro migliore e i clienti di Ampla che effettuano il riciclaggio dei rifiuti ottengono sconti e *bonus* sulla bolletta della luce.

Cidade Inteligente Búzios nel 2012 ha ricevuto alcuni prestigiosi riconoscimenti internazionali che ne hanno sancito il valore in termini di sostenibilità ambientale e responsabilità sociale. A luglio, KPMG ha selezionato il progetto tra i migliori 10 al mondo nella categoria "Infrastruttura di energia in ambito urbano", mentre a settembre la conferenza internazionale *DistribuTECH Brasil 2012* ha assegnato a Búzios il premio "Progetto dell'anno" nella categoria "*Small Smart City*" per la capacità di coniugare tecnologie di avanguardia, partecipazione dei clienti e salvaguardia dell'ambiente.

Sempre in America Latina, a Santiago, sta sorgendo il primo prototipo di città intelligente del Cile nell'area *Ciudad Empresarial Huechuraba*, un polo industriale e commerciale. Il progetto *Smartcity Santiago* ha l'obiettivo di dimostrare l'applicabilità delle soluzioni tecnologiche di avanguardia del Gruppo e il loro tangibile contributo in termini di sostenibilità, efficienza energetica e riduzione delle emissioni di CO_2 in un contesto di tipo imprenditoriale.

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
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
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
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
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
Gruppo Finmeccanica	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni
Gruppo Poste Italiane	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi di postalizzazione

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 36 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 31.12.2012		al 31.12.2011 *restated*	
Valori civilistici di Enel SpA	**3.420**	**25.828**	2.467	24.190
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	14	(77.683)	28	(77.011)
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	4.578	74.791	5.254	75.892
Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	(2.504)	12.855	-	15.359
Dividendi infragruppo	(4.583)	-	(3.762)	-
Eliminazione degli utili complessivi infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(60)	980	126	220
TOTALE GRUPPO	**865**	**36.771**	**4.113**	**38.650**
INTERESSENZE DI TERZI	**1.210**	**16.387**	1.210	**15.650**
BILANCIO CONSOLIDATO	**2.075**	**53.158**	**5.323**	**54.300**

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

Sezione I: struttura di *governance* e assetti proprietari

Premessa

Il sistema di *corporate governance* di Enel SpA (nel prosieguo anche "Enel" o la "Società") e del gruppo societario che a essa fa capo (nel prosieguo, per brevità, il "Gruppo Enel" o, più semplicemente, il "Gruppo") è conforme ai princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate (1) (nel prosieguo, per brevità, il "Codice di Autodisciplina"), 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.

Nel corso del mese di dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha disposto il recepimento delle raccomandazioni contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011 (ed elaborata dal Comitato per la *Corporate Governance* promosso da ABI, ANIA, Assogestioni, Assonime, Borsa Italiana e Confindustria), nel rispetto della tempistica individuata dalla relativa disciplina transitoria. Fino a tale momento, nel corso del 2012 il sistema di *corporate governance* della Società e del Gruppo è risultato allineato alle raccomandazioni contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006 (ed elaborata dal Comitato per la *Corporate Governance* promosso da Borsa Italiana), nonché alle modifiche in materia di remunerazione degli amministratori apportate all'art. 7 del Codice stesso nel marzo 2010.

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.

Assetti proprietari

Struttura del capitale sociale

Il capitale della Società è costituito esclusivamente da azioni ordinarie, con diritto di voto sia nelle Assemblee ordinarie sia in quelle straordinarie. Alla fine dell'esercizio 2012 (e ancora alla data della presente relazione) il capitale sociale di Enel ammontava a euro 9.403.357.795, suddiviso in altrettante azioni ordinarie da nominali euro 1 ciascuna, che risultano quotate presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana.

(1) Disponibile nelle sue varie edizioni sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo http://www.borsaitaliana.it).

Partecipazioni rilevanti al capitale sociale e patti parasociali

In base alle risultanze del libro dei soci di Enel, alle comunicazioni effettuate alla CONSOB e pervenute alla Società e alle altre informazioni a disposizione, alla data della presente relazione non risultano azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società all'infuori del Ministero dell'Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana (in possesso del 31,24% del capitale sociale) e del gruppo facente capo a Blackrock Inc. (in possesso del 3,33% del capitale sociale, posseduto alla data dell'8 novembre 2012 a titolo di gestione del risparmio), né si ha conoscenza dell'esistenza di patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza aventi a oggetto le azioni della Società. Si segnala che nel gennaio 2012 Natixis SA è risultata temporaneamente in possesso di una partecipazione di poco superiore al 2% del capitale di Enel.

La Società risulta quindi soggetta al controllo di fatto da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze, che dispone di voti sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'Assemblea ordinaria di Enel; lo stesso Ministero non esercita peraltro su Enel alcuna attività di direzione e coordinamento, in quanto la Società adotta le decisioni gestionali in piena autonomia e nel rispetto delle competenze dei propri organi; ciò risulta confermato dall'art. 19, comma 6 del decreto legge n. 78/2009 (convertito con legge n. 102/2009), che ha chiarito che allo Stato italiano non trova applicazione la disciplina contenuta nel codice civile in materia di direzione e coordinamento di società.

Limite al possesso azionario e al diritto di voto

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, prevede che – all'infuori dello Stato italiano, di enti pubblici e dei soggetti sottoposti al rispettivo controllo – nessun azionista possa possedere, direttamente e/o indirettamente, azioni di Enel che rappresentino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale.

Il diritto di voto inerente alle azioni possedute in eccedenza rispetto all'indicato limite del 3% non può essere esercitato e si riduce proporzionalmente il diritto di voto che sarebbe spettato a ciascuno dei soggetti ai quali sia riferibile il limite di possesso azionario, salvo preventive indicazioni congiunte dei soci interessati. In caso di inosservanza, la deliberazione assembleare è impugnabile qualora risulti che la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti espressi in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato.

In base alla normativa in materia di privatizzazioni e alle sue successive modificazioni, la clausola statutaria che disciplina il limite al possesso azionario e al diritto di voto è destinata a decadere qualora il limite del 3% sia superato in seguito all'effettuazione di un'offerta pubblica di acquisto in conseguenza della quale l'offerente venga a detenere una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli Amministratori.

Poteri speciali dello Stato italiano

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) alcuni "poteri speciali", esercitabili a prescindere dalla quantità di azioni Enel possedute dallo stesso Ministero.

In particolare, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro delle Attività Produttive (attualmente Ministro per lo Sviluppo Economico), è titolare dei seguenti "poteri speciali", da esercitare nel rispetto dei criteri fissati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004:

a) opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti (vale a dire pari o superiori al 3% del capitale di Enel) da parte di soggetti nei cui confronti opera il limite al possesso azionario sopra descritto. L'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui l'operazione sia suscettibile di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;
b) opposizione alla conclusione dei patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza, nel caso in cui vi sia rappresentato almeno il 5% del capitale di Enel. Anche in tal caso l'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui i patti parasociali in questione siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;
c) veto all'adozione delle deliberazioni suscettibili di avere maggiore impatto sulla Società (per tali intendendosi le deliberazioni di scioglimento, di trasferimento dell'Azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'ogget-

to sociale, nonché quelle intese a sopprimere ovvero a modificare il contenuto dei "poteri speciali"). Il veto deve essere comunque motivato e può essere espresso solo nei casi in cui tali deliberazioni siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;

d) nomina di un Amministratore senza diritto di voto (e del relativo sostituto in caso di cessazione dall'incarico).

Si segnala che in data 26 marzo 2009 la Corte di Giustizia delle Comunità Europee ha dichiarato che l'Italia, avendo adottato le disposizioni di cui all'art. 1, comma 2, del citato decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004 contenente i criteri di esercizio dei "poteri speciali", è venuta meno agli obblighi a essa incombenti in forza degli artt. 43 (*libertà di stabilimento*) e 56 (*libera circolazione dei capitali*) del Trattato che istituisce la Comunità Europea.

Successivamente, con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 20 maggio 2010 è stata disposta l'abrogazione della disposizione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004 censurata dalla Corte di Giustizia delle Comunità Europee, che individuava specifiche circostanze in presenza delle quali si sarebbe reso possibile in concreto l'esercizio dei "poteri speciali" sopra indicati alle lettere a), b) e c). Rimane al momento ancora in vigore il comma 1 dell'art. 1 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004, secondo il quale i "poteri speciali" in questione possono essere esercitati "esclusivamente ove ricorrano rilevanti e imprescindibili motivi di interesse generale, in particolare con riferimento all'ordine pubblico, alla sicurezza pubblica, alla sanità pubblica e alla difesa, in forma e misure idonee e proporzionali alla tutela di detti interessi, anche mediante l'eventuale previsione di opportuni limiti temporali, fermo restando il rispetto dei princípi dell'ordinamento interno e comunitario e, tra questi, in primo luogo del principio di non discriminazione".

Al fine di garantire la piena compatibilità con i princípi del diritto comunitario della normativa nazionale in materia di "poteri speciali" dello Stato italiano nelle società privatizzate, è stata di recente predisposta una nuova disciplina in materia, destinata in prospettiva a comportare il superamento di quella fin qui descritta. Difatti, con il decreto legge n. 21/2012 (convertito con modificazioni dalla legge n. 56/2012) sono state dettate nuove norme in materia di "poteri speciali" sugli assetti societari nei settori della difesa e della sicurezza nazionale, nonché per le attività di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni.

In particolare, per quanto di interesse di Enel, l'art. 2 di tale provvedimento dispone anzitutto che con uno o più regolamenti, adottati con decreto del Presidente della Repubblica (e che non risultano ancora emanati alla data della presente relazione), sono individuati le reti e gli impianti, i beni e i rapporti di rilevanza strategica per l'interesse nazionale nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni. Tali regolamenti formano oggetto di aggiornamento almeno ogni tre anni.

È quindi previsto che qualsiasi delibera, atto od operazione, adottato da una società che detiene uno o più degli attivi così individuati e che abbia per effetto modifiche della titolarità, del controllo o della disponibilità degli attivi medesimi o il cambiamento della loro destinazione, debba essere notificato da parte della società alla Presidenza del Consiglio dei Ministri entro 10 giorni e, comunque, prima che ne sia data attuazione. Sono notificati entro il medesimo termine le delibere concernenti il trasferimento di società controllate che detengono i predetti attivi. Entro 15 giorni dalla notifica, il Presidente del Consiglio dei Ministri, con decreto adottato su conforme deliberazione del Consiglio dei Ministri: (i) può esprimere il proprio veto, qualora le delibere, atti od operazioni in questione diano luogo a una situazione eccezionale, non disciplinata dalla normativa nazionale ed europea di settore, di minaccia di grave pregiudizio per gli interessi pubblici relativi alla sicurezza e al funzionamento delle reti e degli impianti e alla continuità degli approvvigionamenti; oppure (ii) può imporre specifiche prescrizioni o condizioni, ogniqualvolta ciò sia sufficiente ad assicurare la tutela dei predetti interessi pubblici. Decorso il termine di 15 giorni dalla notifica senza che il Presidente del Consiglio dei Ministri abbia adottato alcun provvedimento, le delibere, atti od operazioni sopra indicati acquistano efficacia.

È inoltre previsto che l'acquisto, a qualsiasi titolo, da parte di un soggetto esterno all'Unione Europea, di partecipazioni di controllo in società che detengono gli attivi individuati come strategici debba essere notificato entro 10 giorni alla Presidenza del Consiglio dei Ministri. Qualora tale acquisto comporti una minaccia di grave pregiudizio per gli interessi pubblici sopra indicati, è previsto che, entro 15 giorni dalla notifica, il Presidente del Consiglio dei Ministri, con decreto adottato su conforme deliberazione del Consiglio dei Ministri: (i) possa condizionare l'efficacia dell'acquisto all'assunzione da parte dell'acquirente di impegni diretti a garantire la tutela dei predetti interessi pubblici; oppure, (ii) in casi eccezionali di rischio per la tutela degli interessi medesimi, non eliminabili attraverso l'assunzione dei predetti

impegni, possa opporsi all'acquisto. Decorso il termine di 15 giorni dalla notifica senza che il Presidente del Consiglio dei Ministri abbia adottato alcun provvedimento, l'acquisto può essere perfezionato.

L'art. 2 del decreto legge n. 21/2012 stabilisce inoltre che i "poteri speciali" da esso indicati possano essere esercitati esclusivamente sulla base di criteri oggettivi e non discriminatori, con particolare riferimento: (i) all'esistenza, tenuto conto anche delle posizioni ufficiali dell'Unione Europea, di motivi oggettivi che facciano ritenere possibile la sussistenza di legami fra l'acquirente e Paesi terzi che non riconoscono i princípi di democrazia o dello Stato di diritto, che non rispettano le norme del diritto internazionale o che hanno assunto comportamenti a rischio nei confronti della comunità internazionale desunti dalla natura delle loro alleanze o che hanno rapporti con organizzazioni criminali o terroristiche o con soggetti a esse comunque collegati; (ii) all'idoneità dell'assetto risultante dall'atto giuridico o dall'operazione, tenuto conto anche delle modalità di finanziamento dell'acquisizione e della capacità economica, finanziaria, tecnica e organizzativa dell'acquirente, a garantire la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti e/o il mantenimento, la sicurezza e l'operatività delle reti e degli impianti.

L'art. 3 del decreto legge n. 21/2012 prevede infine che, a decorrere dalla data di entrata in vigore dei decreti del Presidente della Repubblica che individuano gli attivi strategici, venga automaticamente abrogata la normativa in materia di privatizzazioni in base alla quale è stata dettata la disciplina in materia di "poteri speciali" contenuta nello statuto di Enel, e quest'ultima cessi automaticamente di avere efficacia.

Sempre in base alle previsioni del decreto legge n. 21/2012, rimane comunque ferma la disciplina contenuta nello statuto della Società (e nella normativa in materia di privatizzazioni) per quanto concerne i limiti al possesso azionario e al diritto di voto, descritta nel paragrafo che precede.

Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismi di esercizio dei diritti di voto

Il Testo Unico della Finanza prevede regole specifiche in materia di deleghe di voto, che derogano in parte per le società con azioni quotate rispetto a quanto disposto al riguardo dal codice civile e che risultano essere state significativamente modificate a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) intervenuto con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27.

In tale contesto, una disciplina specifica è apprestata per la sollecitazione delle deleghe di voto, definita come la richiesta di conferimento di deleghe di voto rivolta a più di duecento azionisti su specifiche proposte di voto, ovvero accompagnata da raccomandazioni, dichiarazioni o altre indicazioni idonee a influenzare il voto. Tuttavia il Testo Unico della Finanza chiarisce che non costituisce sollecitazione – e non soggiace quindi alla relativa specifica disciplina – la richiesta di conferimento di deleghe di voto accompagnata da raccomandazioni, dichiarazioni o altre indicazioni idonee a influenzare il voto rivolta ai propri associati dalle associazioni di azionisti – ivi incluse quelle che riuniscono azionisti dipendenti – che rispondono a specifici requisiti individuati dal medesimo Testo Unico della Finanza.

Al contempo, il Testo Unico della Finanza auspica che lo statuto delle società con azioni quotate contempli disposizioni intese ad agevolare l'espressione del voto tramite delega da parte degli azionisti dipendenti, favorendo in tal modo il relativo coinvolgimento nei processi decisionali assembleari.

Al riguardo lo statuto di Enel, fin dal 1999, prevede espressamente che, al fine di facilitare la raccolta di deleghe presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate che risultino associati ad associazioni di azionisti rispondenti ai requisiti previsti dalla normativa vigente in materia, vengano messi a disposizione delle stesse associazioni, secondo i termini e le modalità di volta in volta concordati con i loro legali rappresentanti, spazi da utilizzare per la comunicazione e per lo svolgimento dell'attività di raccolta di deleghe.

Nel marzo 2008 è stata notificata alla Società la costituzione di una associazione di azionisti dipendenti, denominata A.DI.G.E. - Associazione Azionisti Dipendenti Gruppo Enel, che risulta in possesso dei requisiti individuati dal Testo Unico della Finanza e alla quale si applica pertanto la disciplina statutaria di cui sopra.

Nomina e sostituzione degli Amministratori e modificazioni statutarie

Le norme che regolano la nomina e la sostituzione degli Amministratori sono esaminate nella seconda sezione del documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica").

Per quanto riguarda le norme applicabili alle modifica-

zioni dello statuto, l'Assemblea straordinaria delibera al riguardo con le maggioranze previste dalla legge.

Come consentito dalla legge, lo statuto della Società attribuisce tuttavia alla competenza del Consiglio di Amministrazione le deliberazioni aventi a oggetto:

- la fusione per incorporazione di società possedute interamente ovvero almeno al 90%, nonché l'ipotesi di scissione corrispondente a tale ultima fattispecie;
- l'istituzione o la soppressione di sedi secondarie;
- l'indicazione di quali tra gli Amministratori hanno la rappresentanza della Società;
- la riduzione del capitale sociale in caso di recesso di uno o più soci;
- l'adeguamento dello statuto a disposizioni normative;
- il trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale.

Si ricorda inoltre che lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) il "potere speciale" di veto all'adozione di alcune deliberazioni suscettibili di avere rilevante impatto sulla Società e di comportare al contempo una modificazione del relativo statuto, indicate in dettaglio nel paragrafo "Poteri speciali dello Stato italiano" di cui sopra.

Deleghe ad aumentare il capitale sociale e autorizzazioni all'acquisto di azioni proprie

Alla data della presente relazione risulta efficace una delega al Consiglio di Amministrazione ad aumentare il capitale sociale a servizio di un piano di *stock option* rivolto alla dirigenza della Società e del Gruppo, con conseguente esclusione del diritto di opzione dei soci.

In particolare, in base a tale delega, nel mese di giugno 2008 l'Assemblea straordinaria ha affidato al Consiglio di Amministrazione, per un periodo di cinque anni, la facoltà di aumentare in una o più volte il capitale sociale, in forma scindibile, per un massimo di euro 9.623.735, a servizio del piano di *stock option* per l'anno 2008, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria e per il quale il Consiglio di Amministrazione ha successivamente accertato il raggiungimento degli obiettivi cui era subordinato l'esercizio delle opzioni. Si segnala che il prezzo unitario di esercizio delle *stock option* assegnate con il piano 2008 è pari a euro 7,118, che il relativo esercizio è consentito fino alla fine del 2014 e che l'importo della delega sopra indicata è suscettibile di comportare una potenziale diluizione massima del capitale sociale pari allo 0,10% del suo ammontare registrato alla data della presente relazione. Per una dettagliata descrizione delle caratteristiche del piano di *stock option* per l'anno 2008 si fa riferimento a quanto indicato nelle note di commento al Bilancio civilistico della Società e al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2012.

Si segnala, per completezza, che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi alla fine del 2012 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i piani precedenti a quello sopra indicato è pari all'1,31%.

Alla data della presente relazione non esistono autorizzazioni in favore del Consiglio di Amministrazione a emettere strumenti finanziari partecipativi né ad acquistare azioni proprie della Società.

Clausole di *change of control*

A) Il *Credit Agreement* finalizzato all'acquisto di azioni Endesa

Nel mese di aprile 2007, al fine di finanziare l'acquisto di azioni della società spagnola Endesa SA nell'ambito dell'offerta pubblica di acquisto sull'intero capitale di tale società effettuata da parte di Enel, della controllata Enel Energy Europe Srl e delle società spagnole Acciona SA e Finanzas Dos SA (quest'ultima controllata a sua volta da Acciona SA), Enel e la controllata Enel Finance International SA (successivamente incorporata in Enel Finance International NV) hanno stipulato un *syndacated term and guarantee facility agreement* (nel prosieguo, per brevità, il "*Credit Agreement*") con un *pool* di banche per un importo complessivo di 35 miliardi di euro. Nel mese di aprile 2009 Enel ed Enel Finance International hanno negoziato con un *pool* di 12 banche una estensione del *Credit Agreement* per un importo di ulteriori 8 miliardi di euro e un prolungamento (rispetto alle scadenze contemplate dallo stesso *Credit Agreement*) del periodo previsto per il rimborso di tale ulteriore importo, con l'intento di finanziare l'acquisto da parte della controllata Enel Energy Europe Srl del 25,01% del capitale di Endesa SA posseduto da Acciona SA e Finanzas Dos SA. In particolare, è stato convenuto che gli ulteriori 8 miliardi di euro oggetto dell'estensione del *Credit Agreement* possano essere restituiti nel 2014, quanto a 5,5 miliardi di euro, e nel 2016, quanto ai residui 2,5 miliardi di euro. Nel mese di giugno 2009, a seguito dell'intervenuto acquisto da parte della controllata Enel Energy

Europe Srl del 25,01% del capitale di Endesa SA posseduto da Acciona SA e Finanzas Dos SA, l'indicata estensione di 8 miliardi di euro del *Credit Agreement* è stata interamente utilizzata. Al mese di dicembre 2012, a seguito dei rimborsi effettuati, l'importo residuo del *Credit Agreement* (comprensivo degli ulteriori 8 miliardi di euro sopra indicati) risulta pari a 617,5 milioni di euro.

Il *Credit Agreement* appresta una disciplina specifica per le ipotesi (nel prosieguo, per brevità, le "ipotesi di *change of control*") in cui (i) il controllo di Enel sia acquisito da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano, ovvero (ii) Enel o alcuna delle società da essa controllate conferiscano (anche tramite operazioni di fusione societaria) 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 ne risulti compromessa significativamente a giudizio del *pool* di banche.

In particolare, al verificarsi di una delle indicate ipotesi di *change of control*:

- ciascuna banca appartenente al *pool* potrà proporre di rinegoziare i termini e le condizioni del *Credit Agreement*, ovvero comunicare la propria intenzione di recedere dal contratto;
- Enel e la controllata Enel Finance International potranno decidere di rimborsare anticipatamente le somme ricevute e di cancellare senza penalità l'intero impegno finanziario assunto da ciascuna banca appartenente al *pool* (i) con cui la rinegoziazione dei termini e delle condizioni del *Credit Agreement* non abbia avuto successo ovvero (ii) che abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto;
- ciascuna delle banche da ultimo indicate appartenenti al *pool* potrà richiedere il rimborso anticipato delle somme erogate e la cancellazione dell'intero impegno finanziario da essa assunto;
- nel caso in cui nessuna delle banche appartenenti al *pool* abbia proposto di rinegoziare i termini e le condizioni del *Credit Agreement*, né abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto, il *Credit Agreement* conserva piena efficacia secondo i termini e le condizioni originariamente pattuite.

B) Il *Revolving Credit Facility Agreement*

Nel mese di aprile 2010, al fine di soddisfare generali esigenze di tesoreria, Enel e la controllata Enel Finance International SA (successivamente incorporata in Enel Finance International NV) hanno stipulato un *revolving credit facility agreement* con un *pool* di banche per un importo complessivo di 10 miliardi di euro, disponendo contestualmente l'estinzione di analogo accordo per un importo complessivo di 5 miliardi di euro sottoscritto nel 2005.

Tale contratto contempla una disciplina delle ipotesi di *change of control* e dei relativi effetti sostanzialmente analoga a quella del *Credit Agreement* descritta nel paragrafo A) che precede.

C) Il *Term Loan Facility*

Nel mese di febbraio 2012 la controllata Enel Finance International NV ha stipulato un *term loan* con un *pool* di banche di importo pari a 3,2 miliardi di euro, cui accede una garanzia prestata da Enel e che risulta caratterizzato da durata pari a cinque anni dalla data del primo utilizzo.

Il *term loan* contempla una disciplina delle ipotesi di *change of control* e dei relativi effetti sostanzialmente analoga a quella del *Credit Agreement* descritta nel paragrafo A) che precede.

D) La linea di credito *revolving* stipulata con UniCredit

Nel mese di luglio 2012, al fine di soddisfare specifiche esigenze di tesoreria, Enel ha stipulato una linea di credito *revolving* con UniCredit SpA per un importo complessivo di 500 milioni di euro e con una durata pari a circa 18 mesi dalla data di sottoscrizione.

Tale contratto prevede che, nel caso in cui il controllo di Enel sia acquisito da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano, il relativo mutamento negli assetti proprietari della Società debba tempestivamente essere comunicato a UniCredit SpA; quest'ultima, qualora abbia motivo di ritenere che tale mutamento di assetti proprietari possa avere conseguenze negative sulla capacità di Enel di adempiere alle obbligazioni che formano oggetto del contratto di finanziamento, ha facoltà di richiedere la sospensione dell'utilizzo da parte di Enel delle somme non utilizzate, nonché il rimborso degli importi erogati.

E) I finanziamenti BEI a Enel Distribuzione

Nel mese di giugno 2007, al fine di sviluppare i propri investimenti nel settore delle energie rinnovabili e della tutela ambientale, la controllata Enel Produzione SpA ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti (nel prosieguo, per brevità, "BEI") un contratto di finanziamento per

un importo fino a 450 milioni di euro (importo successivamente ridotto a seguito di accordi tra le parti a 400 milioni di euro), avente scadenza nel luglio 2027.

Tale contratto prevede che tanto Enel Produzione SpA quanto Enel hanno l'obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti dei rispettivi assetti di controllo. Qualora ritenga che tali mutamenti possano avere conseguenze negative sull'affidabilità sotto il profilo finanziario di Enel Produzione SpA ovvero di Enel, la BEI potrà richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche del contratto o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti. Nel caso in cui le soluzioni da essa proposte non vengano accettate da Enel Produzione SpA, la stessa BEI ha facoltà di risolvere unilateralmente il contratto di finanziamento in questione.

F) I finanziamenti BEI a Enel Distribuzione

Nel mese di novembre 2006, al fine di sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di sua proprietà, la controllata Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la BEI un contratto di finanziamento per un importo di 600 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2026. Al mese di dicembre 2012, a seguito dei rimborsi effettuati, l'importo residuo di tale finanziamento risulta pari a 560 milioni di euro.

Al contratto in questione accede un contratto di garanzia stipulato tra la BEI ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante del finanziamento sopra indicato, ha l'obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti del proprio assetto di controllo. A seguito di tale comunicazione la BEI provvederà a valutare la situazione venutasi a determinare, ai fini di un eventuale mutamento delle condizioni che regolano l'indicato finanziamento erogato a Enel Distribuzione SpA.

G) Il finanziamento Cassa Depositi e Prestiti ad Enel Distribuzione

Nel mese di aprile 2009 la medesima Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la Cassa Depositi e Prestiti SpA (nel prosieguo, per brevità, "CDP") un contratto quadro di finanziamento per un importo di 800 milioni di euro, avente scadenza nel mese di dicembre 2028 e finalizzato anch'esso a sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di proprietà di tale controllata. Nel corso del 2011 sono state stipulate tra le parti due estensioni del contratto quadro di finanziamento, per complessivi 540 milioni di euro.

Anche a tale accordo accede un contratto di garanzia stipulato tra CDP ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante del finanziamento sopra indicato, ha l'obbligo di informare CDP (i) di ogni modificazione della composizione del capitale di Enel Distribuzione SpA che possa comportare la perdita del controllo di tale società, nonché (ii) di un eventuale rilevante deterioramento della situazione ovvero delle prospettive patrimoniali, economiche, finanziarie od operative della stessa Enel Distribuzione SpA e/o di Enel. Il verificarsi di una di tali fattispecie può comportare l'obbligo per Enel Distribuzione SpA di restituire immediatamente a CDP il finanziamento ricevuto.

Indennità degli Amministratori in caso di scioglimento anticipato del rapporto, anche a seguito di un'offerta pubblica di acquisto

Il trattamento economico spettante all'Amministratore Delegato (nonché Direttore Generale) di Enel prevede una indennità di fine mandato, che viene riconosciuta anche in caso di anticipata estinzione del rapporto di amministrazione conseguente a dimissioni per giusta causa ovvero a revoca senza giusta causa.

Per una puntuale descrizione della disciplina di tale indennità si fa riferimento a quanto indicato nel paragrafo 1.2.3 della prima sezione della Relazione sulla remunerazione approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni, in data 4 aprile 2013 e disponibile presso la sede sociale, nonché sul sito internet della Società.

Non sono invece previste specifiche indennità in caso di cessazione del rapporto di lavoro di alcuno dei componenti il Consiglio di Amministrazione a seguito di un'offerta pubblica di acquisto.

Organizzazione della Società

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 princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle 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.

Sezione II: attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e ulteriori informazioni

Consiglio di Amministrazione

Ruolo e funzioni

Il Consiglio di Amministrazione della Società riveste un ruolo centrale nell'ambito della *governance* aziendale, risultando titolare di poteri riguardanti gli indirizzi strategici, organizzativi e di controllo della Società e del Gruppo. Tenuto conto del proprio ruolo, il Consiglio di Amministrazione si riunisce con regolare cadenza e opera in modo da garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni.

In particolare, il Consiglio di Amministrazione, in base a quanto stabilito dalla legge e a quanto previsto da proprie apposite deliberazioni (con specifico riferimento a quella da ultimo adottata nel mese di dicembre 2012):

> definisce il sistema di *corporate governance* della Società e del Gruppo;

> provvede alla costituzione al proprio interno di appositi comitati, con funzioni consultive e propositive, di cui nomina i componenti e individua le attribuzioni in sede di approvazione dei rispettivi regolamenti organizzativi;

> attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato, definendone contenuto, limiti ed eventuali modalità di esercizio. In base alle deleghe vigenti l'Amministratore Delegato è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti da disposizioni di legge o di regolamento, dallo statuto sociale ovvero riservati al Consiglio di Amministrazione in base alle deliberazioni di quest'ultimo organo e qui di seguito descritti;

> riceve, al pari del Collegio Sindacale, un'informativa dall'Amministratore Delegato circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, consuntivata su base trimestrale in un'apposita relazione. In particolare, per quanto concerne tutte le operazioni di maggior rilievo compiute nell'ambito dei propri poteri (ivi incluse eventuali operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate, la cui approvazione non sia riservata al Consiglio di Amministrazione), l'Amministratore Delegato riferisce al Consiglio circa: (i) le caratteristiche delle operazioni medesime; (ii) i soggetti coinvolti e la loro eventuale correlazione con società del Gruppo; (iii) le modalità di determinazione dei corrispettivi previsti; e (iv) i relativi effetti economici e patrimoniali;

> definisce, sulla base delle analisi e delle proposte formulate dall'apposito Comitato, la politica per la remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche; in attuazione di tale politica determina, in base alle proposte formulate dal Comitato stesso e sentito il Collegio Sindacale, la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche e delibera in merito all'adozione di piani di incentivazione per la generalità del *management*;

- sulla base delle informazioni ricevute, valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società e del Gruppo; delibera sulle modifiche dell'assetto organizzativo generale proposte dall'Amministratore Delegato;
- esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo, dei quali provvede a monitorare periodicamente l'attuazione. Sotto tale profilo, il vigente assetto dei poteri in ambito aziendale prevede, in particolare, che il Consiglio di Amministrazione deliberi circa l'approvazione:
  - del *budget* annuale e del piano industriale del Gruppo (che recepiscono i *budget* annuali e i piani pluriennali predisposti dalle varie società del Gruppo);
  - degli accordi di carattere strategico, definendo inoltre – su proposta dell'Amministratore Delegato e sentito il Presidente – gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo;
- esamina e approva preventivamente le operazioni della Società e del Gruppo aventi un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale o finanziario, specie se effettuate con parti correlate o altrimenti caratterizzate da un potenziale conflitto di interessi.

  In particolare, tutte le operazioni finanziarie di rilevante entità (per tali intendendosi: (i) l'emissione di obbligazioni e l'assunzione di finanziamenti di importo superiore a 50 milioni di euro da parte della Società; (ii) l'emissione di obbligazioni e l'assunzione di finanziamenti da parte di società controllate, allorché, in entrambi i casi, venga richiesto il rilascio di una garanzia da parte di Enel o si tratti di operazioni di importo superiore a 300 milioni di euro; nonché (iii) il rilascio di garanzie da parte di Enel, nell'interesse di società controllate o di terzi, in entrambi i casi se di importo superiore a 25 milioni di euro) sono preventivamente approvate – se di competenza della Società – ovvero valutate – se relative ad altre società del Gruppo – dal Consiglio di Amministrazione.

  Inoltre, le acquisizioni e le alienazioni di partecipazioni societarie di valore superiore a 25 milioni di euro sono preventivamente approvate – se effettuate direttamente dalla Capogruppo – ovvero valutate – se di competenza delle altre società del Gruppo – dallo stesso Consiglio di Amministrazione; quest'ultimo approva infine le convenzioni (con Ministeri, enti locali ecc.) che comportano impegni di spesa superiori a 25 milioni di euro;
- svolge un ruolo di indirizzo e di valutazione dell'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, definendo la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo ed esercitando le prerogative individuate in tale ambito dal Codice di Autodisciplina (secondo quanto indicato più in dettaglio nella presente sezione del documento *sub* "Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi");
- dispone circa l'esercizio del diritto di voto da esprimere nelle Assemblee delle principali società del Gruppo e provvede alla designazione dei componenti degli organi amministrativi e di controllo delle società stesse;
- provvede alla nomina del Direttore Generale nonché al conferimento dei relativi poteri;
- valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, con particolare riguardo alle situazioni di conflitto di interessi, utilizzando le informazioni ricevute dall'Amministratore Delegato e verifica periodicamente il conseguimento dei risultati programmati;
- formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci e riferisce in Assemblea sull'attività svolta e programmata, adoperandosi per assicurare agli azionisti un'adeguata informativa sugli elementi necessari perché essi possano concorrere consapevolmente alle decisioni di competenza assembleare.

Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica

Secondo le previsioni dello statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione si compone da tre a nove membri, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci (che ne determina il numero entro tali limiti) per un periodo non superiore a tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato. A essi può aggiungersi un Amministratore senza diritto di voto, la cui eventuale nomina è riservata allo Stato italiano in forza della normativa in materia di privatizzazioni e di una specifica previsione statutaria (secondo quanto indicato nella prima sezione del documento *sub* "Assetti proprietari - Poteri speciali dello Stato italiano"); finora tale potere di nomina non è stato esercitato dallo Stato italiano.

In base alla legislazione vigente, tutti gli Amministratori devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità previsti per i Sindaci di società con azioni quotate, nonché per gli esponenti aziendali di soggetti che partecipano al capitale di intermediari finanziari.

Lo statuto prevede inoltre, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni e in

conformità anche alle integrazioni apportate alla fine del 2005 al Testo Unico della Finanza, che la nomina dell'intero Consiglio di Amministrazione abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire una presenza nell'organo di gestione di componenti designati dalle minoranze azionarie in misura pari ai tre decimi degli Amministratori da eleggere con arrotondamento, in caso di numero frazionario, all'unità superiore.

Ciascuna lista deve includere almeno due candidati in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (vale a dire quelli previsti per i Sindaci di società con azioni quotate), menzionando distintamente tali candidati e indicando uno di essi al primo posto della lista.

Inoltre – in attuazione delle integrazioni apportate nel luglio del 2011 al Testo Unico della Finanza al fine di assicurare l'equilibrio tra i generi nella composizione degli organi di amministrazione e di controllo delle società con azioni quotate, nonché alla luce delle disposizioni di attuazione dettate dalla CONSOB nell'ambito del Regolamento Emittenti, e in base alle modifiche statutarie deliberate dall'Assemblea straordinaria del 30 aprile 2012 – in occasione dei primi tre rinnovi del Consiglio di Amministrazione successivi al 12 agosto 2012, le liste che presentano un numero di candidati pari o superiore a tre dovranno includere altresì candidati di genere diverso, secondo quanto sarà specificamente indicato nell'avviso di convocazione dell'Assemblea. Con riferimento alle modalità di elezione del Consiglio di Amministrazione, le modifiche statutarie da ultimo indicate contemplano poi un apposito meccanismo di "scorrimento" all'interno delle liste cui è previsto il ricorso qualora, a esito delle votazioni, non risulti rispettato l'equilibrio tra i generi richiesto dalla normativa vigente.

Le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possono essere presentate dal Consiglio di Amministrazione uscente ovvero da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, risultino titolari della quota di partecipazione minima al capitale sociale stabilita dalla CONSOB con regolamento (in concreto, in funzione della capitalizzazione di Borsa delle azioni Enel, alla data della presente relazione la quota di partecipazione richiesta risulta pari almeno allo 0,5% del capitale sociale). Le liste devono essere depositate presso la sede sociale, a cura di chi procede alla relativa presentazione, almeno 25 giorni prima della data dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione; esse vengono quindi pubblicate a cura della Società sul proprio sito internet e messe a disposizione del pubblico presso la sede sociale almeno 21 giorni prima della data dell'Assemblea medesima, garantendo in tal modo una procedura trasparente per la nomina del Consiglio di Amministrazione.

Un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati – accompagnata dalla indicazione dell'eventuale idoneità dei medesimi a qualificarsi come indipendenti ai sensi di legge e/o del Codice di Autodisciplina – forma oggetto di deposito presso la sede sociale unitamente alle liste, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società.

Ai fini del riparto degli Amministratori da eleggere, non si tiene conto dei candidati indicati nelle liste che abbiano ottenuto un numero di voti inferiore alla metà della percentuale richiesta per la presentazione delle liste stesse (vale a dire, alla data della presente relazione, lo 0,25% del capitale sociale).

Per la nomina di Amministratori che, per qualsiasi ragione, non vengono eletti secondo il procedimento del "voto di lista", l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e in modo da assicurare comunque:

- la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (vale a dire almeno un Amministratore se il Consiglio è composto da non più di sette membri, ovvero due Amministratori se il Consiglio è composto da più di sette membri);
- il rispetto della normativa vigente in materia di equilibrio tra i generi; nonché
- il principio di una proporzionale rappresentanza delle minoranze azionarie nel Consiglio di Amministrazione.

La sostituzione degli Amministratori è regolata dalle disposizioni di legge. A integrazione di quanto stabilito da queste ultime, lo statuto dispone che:

- se uno o più degli Amministratori cessati erano stati tratti da una lista contenente anche nominativi di candidati non eletti, la sostituzione viene effettuata nominando, secondo l'ordine progressivo, persone tratte dalla lista cui apparteneva l'Amministratore venuto meno e che siano tuttora eleggibili e disposte ad accettare la carica;
- in ogni caso la sostituzione dei Consiglieri cessati viene effettuata da parte del Consiglio di Amministrazione assicurando la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge, nonché garantendo il rispetto della normativa vigente in materia di equilibrio tra i generi;
- se viene meno la maggioranza dei Consiglieri nominati dall'Assemblea, si intende dimissionario l'intero Consiglio e l'Assemblea deve essere convocata senza indugio

dagli Amministratori rimasti in carica per la ricostituzione dello stesso.

Si segnala che la Società non ha adottato piani per la successione degli Amministratori esecutivi, in quanto finora, tenuto conto della struttura della compagine sociale di Enel, (i) la figura dell'Amministratore Delegato, per le specifiche caratteristiche professionali e di esperienza manageriale che essa richiede, risulta di fatto agevolmente individuabile nell'ambito dei nominativi indicati nella lista presentata dall'azionista di riferimento Ministero dell'Economia e delle Finanze, mentre (ii) la nomina del Presidente del Consiglio di Amministrazione viene direttamente deliberata dall'Assemblea, in base a una proposta e con il concorso del voto determinante dello stesso azionista di riferimento.

Secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria del 29 aprile 2011, il Consiglio di Amministrazione in carica si compone di nove membri, il cui mandato scade in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'esercizio 2013. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, alla data della presente relazione il Consiglio di Amministrazione risulta quindi composto dai membri che sono di seguito indicati unitamente alle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca titolare del 31,24% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 20 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dello 0,98% del capitale della Società).

- Paolo Andrea Colombo, 52 anni, Presidente (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Fulvio Conti, 65 anni, Amministratore Delegato e Direttore Generale (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Alessandro Banchi, 66 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- Lorenzo Codogno, 53 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Mauro Miccio, 57 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Fernando Napolitano, 48 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Pedro Solbes Mira, 70 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- Angelo Taraborrelli, 64 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- Gianfranco Tosi, 65 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Nell'Allegato 1 alla presente relazione è riportato un breve profilo professionale dei sopra indicati componenti il Consiglio di Amministrazione della Società.

Gli Amministratori sono consapevoli dei compiti e delle responsabilità inerenti alla carica ricoperta; essi, al pari dei Sindaci, sono tenuti costantemente informati dalle competenti Funzioni aziendali sulle principali novità legislative e regolamentari concernenti la Società e l'esercizio delle proprie funzioni, prendendo inoltre parte a iniziative volte ad accrescere la conoscenza della realtà e delle dinamiche aziendali, così da poter svolgere ancor più efficacemente il loro ruolo. In particolare, nel corso del 2012 è stato proposto agli Amministratori non esecutivi e ai Sindaci di partecipare a spese della Società a un programma di formazione organizzato da Assogestioni e Assonime sui compiti e le responsabilità inerenti alla carica di componente di organi di amministrazione e controllo di società con azioni quotate alla luce delle novità introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011.

Gli Amministratori svolgono i propri compiti con cognizione di causa e in autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

Compensi

Il compenso dei componenti il Consiglio di Amministrazione è determinato dall'Assemblea dei soci; quello aggiuntivo per i componenti dei comitati con funzioni consultive e propositive costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione è fissato dal Consiglio medesimo, su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale; il trattamento economico complessivo spettante al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale è anch'esso individuato dal Consiglio di Amministrazione, sempre su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale.

Per una compiuta descrizione della struttura e della misura dei compensi in questione per l'esercizio 2012, si fa riferimento a quanto indicato nella seconda sezione della Relazione sulla remunerazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni, in data 4 aprile 2013 e disponibile presso la sede sociale, nonché sul sito internet della Società.

Limiti al cumulo degli incarichi degli Amministratori

Gli Amministratori accettano la carica e la mantengono in quanto ritengono di potere dedicare allo svolgimento diligente dei loro compiti il tempo necessario, tenuto conto sia del numero e della qualità degli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, sia dell'impegno loro richiesto dalle ulteriori attività lavorative e professionali svolte e dalle cariche associative ricoperte.

A tale riguardo si segnala che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato (e formalizzato in un apposito documento, che ha formato oggetto di modifica, da ultimo, nel mese di dicembre 2012) una *policy* in merito al numero massimo di incarichi che i relativi componenti possono rivestire negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, al fine di assicurare agli interessati una disponibilità di tempo idonea a garantire un efficace espletamento del ruolo da essi ricoperto nel Consiglio di Amministrazione di Enel, che tenga anche conto della relativa partecipazione ai comitati costituiti nell'ambito del medesimo Consiglio.

Seguendo le indicazioni fornite dal Codice di Autodisciplina, la menzionata *policy* considera a tal fine rilevanti i soli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo delle seguenti tipologie di società:

a) società con azioni quotate in mercati regolamentati, anche esteri;
b) società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che operano nei settori assicurativo, bancario, dell'intermediazione mobiliare, del risparmio gestito o finanziario;
c) altre società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che, pur operando in settori diversi da quelli indicati alla precedente lettera b), abbiano un attivo patrimoniale superiore a 1 miliardo di euro e/o ricavi superiori a 1,7 miliardi di euro in base all'ultimo bilancio approvato.

Nel rispetto di quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, la *policy* elaborata dal Consiglio di Amministrazione individua quindi limiti differenziati al cumulo degli incarichi (resi misurabili attraverso un sistema di "pesi" specifici per ciascun tipo di incarico) in funzione (i) dell'impegno connesso al ruolo ricoperto da ciascun Amministratore tanto nell'organo gestorio di Enel quanto negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, nonché (ii) della natura delle società presso cui vengono svolti gli altri incarichi, escludendo dal relativo computo quelli rivestiti in società controllate ovvero partecipate da Enel.

In occasione delle modifiche apportate alla *policy* in questione nel mese di dicembre 2012, è stato espressamente previsto – in linea con le raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011 – che, salvo diversa e motivata valutazione espressa da parte del Consiglio di Amministrazione, l'Amministratore Delegato di Enel non possa comunque rivestire l'incarico di Amministratore in un'altra società di rilevanti dimensioni non appartenente al Gruppo Enel e di cui sia principale responsabile della gestione (*chief executive officer*) un Amministratore di Enel.

In base alle comunicazioni effettuate dagli Amministratori della Società in attuazione della *policy* sopra indicata – e tenuto conto delle verifiche compiute dal Consiglio di Amministrazione, da ultimo, nel mese di dicembre 2012 – ciascuno degli Amministratori di Enel ricopre attualmente un numero di incarichi negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni che risulta compatibile con i limiti posti dalla *policy* medesima.

Riunioni del Consiglio e ruolo del Presidente

Nel corso dell'esercizio 2012 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 14 riunioni, durate in media circa 3 ore e 15 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei diversi Consiglieri e la presenza del Collegio Sindacale nonché del magistrato delegato della Corte dei Conti.

Per quanto riguarda l'esercizio 2013, sono state programmate 13 adunanze consiliari, di cui 4 già tenute.

Nel corso del 2012 alle riunioni del Consiglio di Amministrazione sono stati regolarmente invitati a prendere parte i Responsabili delle Funzioni aziendali competenti sulle diverse materie all'ordine del giorno, i quali hanno provveduto, su invito dell'Amministratore Delegato, a fornire gli opportuni approfondimenti sugli argomenti in discussione.

Le attività del Consiglio di Amministrazione vengono coordinate dal Presidente, che svolge un ruolo di impulso sul funzionamento di tale organo. In particolare, il Presidente convoca le riunioni consiliari, ne fissa l'ordine del giorno e guida il relativo svolgimento, adoperandosi affinché la documentazione relativa agli argomenti all'ordine del giorno sia portata a conoscenza degli Amministratori e dei

Sindaci con congruo anticipo rispetto alla data delle singole riunioni; a tale ultimo riguardo si segnala che il Consiglio di Amministrazione, nel mese di dicembre 2012, ha ritenuto generalmente congruo un preavviso di tre giorni per l'invio della documentazione consiliare (pur avendo al contempo riconosciuto che tale termine possa essere opportunamente ampliato o ridotto, rispettivamente, in caso di documentazione di particolare rilevanza e/o complessità, ovvero di operazioni urgenti o in corso di evoluzione) e ha avuto modo di constatare che nel corso del 2012 tale termine è stato generalmente rispettato.

Il Presidente verifica inoltre l'attuazione delle deliberazioni consiliari, presiede l'Assemblea e – al pari dell'Amministratore Delegato – ha poteri di rappresentanza legale della Società.

Oltre ai poteri previsti dalla legge e dallo statuto per quanto concerne il funzionamento degli organi sociali (Assemblea e Consiglio di Amministrazione), al Presidente competono altresì – da ultimo in base a deliberazione consiliare adottata nel mese di dicembre 2012 – i compiti (i) di concorrere alla formulazione delle strategie societarie, d'intesa con l'Amministratore Delegato e ferme rimanendo le prerogative in materia riconosciute dal Consiglio di Amministrazione a quest'ultimo, nonché (ii) di concorrere, d'intesa con l'Amministratore Delegato, alla formulazione al Consiglio di Amministrazione delle proposte relative alla nomina, alla revoca e alla remunerazione del Responsabile della Funzione *Audit* della Società.

Il Presidente intrattiene infine rapporti con organi istituzionali e autorità, d'intesa e in coordinamento con l'Amministratore Delegato.

Valutazione del funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei comitati

Nell'ultimo scorcio dell'esercizio 2012 il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza di una società specializzata nel settore non avente alcun ulteriore rapporto professionale o commerciale con Enel o con altre società del Gruppo, ha effettuato – e completato nel mese di febbraio 2013 – una valutazione della dimensione, della composizione e del funzionamento del Consiglio stesso e dei suoi comitati (c.d. *"board review"*), in linea con le più evolute pratiche di *corporate governance* diffuse all'estero e recepite dal Codice di Autodisciplina. Tale *board review* fa seguito ad analoghe iniziative assunte con cadenza annuale dal Consiglio di Amministrazione a partire dal 2004.

L'analisi, condotta attraverso la compilazione di un questionario da parte di ciascun Consigliere cui hanno fatto seguito interviste individuali svolte da parte della società di consulenza, si è concentrata, come di consueto, sui profili più qualificanti concernenti il Consiglio stesso, quali: (i) la composizione, il ruolo e le responsabilità di tale organo; (ii) l'organizzazione e lo svolgimento delle riunioni consiliari, i relativi flussi informativi e i processi decisionali adottati; (iii) l'utilità e la frequenza delle riunioni di *induction* al fine di ampliare la visibilità e la comprensione dei più rilevanti aspetti strategici e operativi; (iv) i rapporti del Consiglio di Amministrazione con il *top management* della Società e del Gruppo; (v) la composizione e il funzionamento dei comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione; (vi) l'adeguatezza delle strutture organizzative che supportano i lavori del Consiglio di Amministrazione e dei suoi comitati.

Tra i punti di forza emersi dalla *board review* relativa all'esercizio 2012 si segnalano, anzitutto, lo spirito di coesione riscontrato nell'ambito del Consiglio di Amministrazione, che agevola il processo deliberativo; i flussi informativi su cui si basa il processo medesimo, che sono percepiti dai Consiglieri come chiari, completi, efficaci e tempestivi; l'ampiezza dei dibattiti consiliari, supportata da un'adeguata consapevolezza dei Consiglieri circa le strategie e i rischi aziendali; la verbalizzazione del dibattito e delle deliberazioni, che è considerata puntuale e accurata. Le dimensioni del Consiglio di Amministrazione e le competenze riscontrabili al suo interno sono ritenute adeguate, al pari del numero e della durata delle riunioni consiliari. L'attività svolta da parte del Presidente e le modalità con cui quest'ultimo coordina i lavori del Consiglio di Amministrazione continuano a formare oggetto di una valutazione assai positiva da parte degli altri Consiglieri, i quali hanno confermato inoltre il loro apprezzamento tanto per la trasparenza informativa dei Vertici aziendali nel corso delle riunioni consiliari, quanto per i contributi e gli approfondimenti sulle tematiche di maggiore rilievo forniti dai *top manager* chiamati a intervenire nel corso delle riunioni stesse, che hanno consentito di arricchire il dibattito con ulteriori elementi conoscitivi. Per quanto riguarda i comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione, è stata ribadita un'ampia condivisione in merito all'adeguatezza della relativa composizione, al loro ruolo e all'efficacia dell'attività svolta, agevolata sia dal supporto ricevuto dalle strutture aziendali dedicate

sia dall'accessibilità alle informazioni richieste. Il quadro complessivo sopra delineato conferma – secondo quanto osservato dalla società di consulenza, anche alla luce di un'indagine di *benchmark* da essa appositamente svolta – che il Consiglio di Amministrazione di Enel e i suoi comitati operano con efficacia e trasparenza, facendo larga applicazione delle *best practice* in materia di *corporate governance*.

Con riferimento all'auspicio, espresso in occasione della precedente *board review*, circa l'opportunità di accompagnare i documenti più voluminosi e complessi, oggetto di esame da parte del Consiglio di Amministrazione, con note di sintesi intese a compendiarne i contenuti più rilevanti, è stato osservato come tali istanze siano state prontamente e pienamente soddisfatte, così come per altro verso è stata constatata un'adeguata tempestività per quanto riguarda la consegna della documentazione in vista delle riunioni consiliari.

Facendo seguito a un'iniziativa introdotta all'esito della prima *board review* (condotta nel 2004), è stato organizzato anche nel corso del 2012 il vertice strategico annuale, svoltosi nel mese di ottobre e dedicato all'analisi e all'approfondimento da parte dei componenti il Consiglio di Amministrazione delle strategie di lungo termine nei diversi settori di attività del Gruppo. Gli Amministratori hanno avuto modo di confermare all'esito della *board review* la particolare utilità di tale strumento formativo, di cui hanno auspicato un'estensione della durata al fine di assicurare un confronto ancora più approfondito tra il *top management* e i Consiglieri, che potrebbe ampliare le opportunità per questi ultimi di fornire il proprio apporto in sede di definizione delle strategie aziendali.

Tra le limitate aree di miglioramento evidenziate da taluni Consiglieri, è stata sottolineata l'opportunità, per un verso, di approfondire maggiormente le strategie dei principali concorrenti in ambito internazionale, alla luce della crescente importanza per Enel dell'espansione nei mercati esteri e, per altro verso, di effettuare un esame più regolare e frequente delle strategie di lungo termine della Società e del Gruppo, anche valorizzando ulteriormente la portata e allungando l'estensione del vertice strategico annuale.

Amministratori esecutivi e non esecutivi

Il Consiglio di Amministrazione si compone di Amministratori esecutivi e non esecutivi.

Nel rispetto di quanto indicato dal Codice di Autodisciplina, sono considerati Amministratori esecutivi:

- l'Amministratore Delegato della Società (ovvero di società del Gruppo aventi rilevanza strategica), nonché il relativo Presidente cui siano attribuite deleghe individuali di gestione o che abbia uno specifico ruolo nell'elaborazione delle strategie aziendali;
- gli Amministratori che ricoprono incarichi direttivi nella Società (ovvero in società del Gruppo aventi rilevanza strategica) ovvero presso il soggetto controllante, quando l'incarico riguardi anche la Società.

Gli Amministratori che non rientrano in alcuna delle casistiche sopra indicate sono qualificabili come non esecutivi.

In base all'analisi compiuta nel mese di dicembre 2012 dal Consiglio di Amministrazione, fatta eccezione per il Presidente e l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, gli altri sette membri del medesimo Consiglio (Alessandro Banchi, Lorenzo Codogno, Mauro Miccio, Fernando Napolitano, Pedro Solbes Mira, Angelo Taraborrelli e Gianfranco Tosi) sono risultati qualificabili come non esecutivi.

Per quanto riguarda la figura del Presidente, si segnala che la qualificazione del medesimo come Amministratore esecutivo discende dallo specifico ruolo che il vigente assetto dei poteri gli riconosce con riferimento alla elaborazione delle strategie aziendali, mentre non si riscontra la titolarità di deleghe individuali di gestione in capo all'interessato.

Per quanto riguarda l'Amministratore Delegato, a quest'ultimo sono conferiti tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti da disposizioni di legge e di regolamento, dallo statuto sociale ovvero dall'assetto dei poteri riveduto, da ultimo, nel mese di dicembre 2012 (per quanto concerne le materie che in base a tale assetto risultano riservate al Consiglio di Amministrazione si fa rinvio a quanto indicato nella presente sezione del documento *sub* "Consiglio di Amministrazione - Ruolo e funzioni").

Il numero, la competenza, la professionalità, l'autorevolezza e la disponibilità di tempo degli Amministratori non esecutivi risultano idonei a garantire che il loro giudizio possa avere un peso significativo nell'assunzione delle decisioni consiliari.

Gli Amministratori non esecutivi apportano le loro specifiche competenze nelle discussioni consiliari, in modo da

favorire un esame degli argomenti in discussione secondo prospettive diverse e una conseguente assunzione di deliberazioni meditate, consapevoli e allineate con l'interesse sociale.

Amministratori indipendenti

Sulla base delle informazioni fornite dai singoli interessati o comunque a disposizione della Società, nel mese di dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione ha attestato la sussistenza dei requisiti di indipendenza contemplati dal Codice di Autodisciplina in capo ai Consiglieri Alessandro Banchi, Mauro Miccio, Fernando Napolitano, Pedro Solbes Mira, Angelo Taraborrelli e Gianfranco Tosi.

In particolare, sono stati considerati indipendenti i Consiglieri non esecutivi che non intrattengono, né hanno di recente intrattenuto, neppure indirettamente, con la Società o con soggetti legati alla Società, relazioni tali da condizionarne attualmente l'autonomia di giudizio.

Come di consueto, la procedura seguita al riguardo da parte del Consiglio di Amministrazione ha preso le mosse dall'esame di un documento informativo, nel quale sono stati riportati gli incarichi rivestiti e i rapporti intrattenuti dagli Amministratori non esecutivi suscettibili di assumere rilievo ai fini della valutazione della relativa indipendenza; a tale fase ha fatto seguito l'autovalutazione condotta da ciascuno degli Amministratori non esecutivi circa la propria posizione personale, seguita a sua volta dalla valutazione finale compiuta collegialmente dal Consiglio di Amministrazione con l'astensione, a rotazione, dei singoli componenti la cui posizione ha formato oggetto di esame.

Nel formulare la propria valutazione circa l'indipendenza dei Consiglieri non esecutivi, il Consiglio di Amministrazione ha tenuto conto delle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza, e ha applicato a tale riguardo il principio della prevalenza della sostanza sulla forma indicato dallo stesso Codice.

Si segnala a tale ultimo riguardo che, in occasione della menzionata valutazione circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi del dicembre 2012, il Consiglio di Amministrazione, proprio facendo applicazione del principio generale della prevalenza della sostanza sulla forma da ultimo indicato, ha riconosciuto il possesso dei requisiti di indipendenza indicati dal Codice di Autodisciplina anche in capo ai Consiglieri Fernando Napolitano e Gianfranco Tosi, avendo ritenuto che l'indipendenza di questi ultimi possa essere valutata, in modo più appropriato, tenendo conto dell'autonomia di giudizio mostrata dagli interessati rispetto alla Società, ai relativi Amministratori esecutivi nonché all'azionista di riferimento Ministero dell'Economia e delle Finanze che li ha candidati, piuttosto che avendo riguardo al criterio meramente temporale dell'avere ricoperto l'incarico di Amministratore dell'Enel per più di nove anni negli ultimi dodici.

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione ha confermato la validità di specifici parametri quantitativi – adottati per la prima volta in occasione della valutazione di indipendenza effettuata nel mese di febbraio 2010 – applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale che possono intercorrere, direttamente o indirettamente, tra gli Amministratori e la Società; il superamento di tali parametri (indicati nella Tabella 1 riportata in allegato alla presente relazione, unitamente alle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza) dovrebbe precludere in linea di principio, salva la ricorrenza di specifiche circostanze da valutare in concreto, la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice stesso in capo all'Amministratore non esecutivo cui trovano applicazione. Si evidenzia in proposito che, in occasione della citata valutazione circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi del dicembre 2012, il Consiglio di Amministrazione ha preso atto della insussistenza di rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale intercorrenti ovvero intercorsi negli esercizi 2011 e 2012, direttamente o indirettamente, tra la Società (ovvero soggetti legati a quest'ultima) e gli indicati Amministratori qualificati come indipendenti, tali da condizionare l'autonomia di giudizio di questi ultimi.

In occasione della valutazione effettuata nel mese di dicembre 2012, il Consiglio di Amministrazione ha avuto modo di accertare in capo ai sei Amministratori non esecutivi sopra indicati – vale a dire Alessandro Banchi, Mauro Miccio, Fernando Napolitano, Pedro Solbes Mira, Angelo Taraborrelli e Gianfranco Tosi – anche il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge (in particolare dal Testo Unico della Finanza) per i Sindaci di società con azioni quotate (tali requisiti sono anch'essi distintamente indicati nella Tabella 1 riportata in allegato alla presente relazione).

Nel corso del mese di febbraio 2013 il Collegio Sindacale ha avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nell'espletamento delle indicate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di Autodisciplina, seguendo a tal fine una procedura di accerta-

mento trasparente, che ha consentito al Consiglio stesso di prendere conoscenza dei rapporti potenzialmente rilevanti ai fini della valutazione di indipendenza.

Sebbene l'indipendenza di giudizio caratterizzi l'attività di tutti gli Amministratori, esecutivi e non, si ritiene che una presenza adeguata (sia per numero sia per competenze) di Amministratori qualificabili come indipendenti secondo l'accezione sopra indicata – il cui ruolo assume rilevanza sia all'interno del Consiglio di Amministrazione sia nell'ambito dei comitati – costituisca mezzo idoneo ad assicurare un adeguato contemperamento degli interessi di tutte le componenti dell'azionariato.

Gli Amministratori indipendenti si sono riuniti, in assenza degli altri Amministratori, nel mese di dicembre 2012; in tale occasione essi hanno avuto modo, per un verso, di constatare che le raccomandazioni emerse dalla *board review* relativa all'esercizio 2011 sono state pienamente soddisfatte nel corso del 2012 e, per altro verso, di condividere l'esigenza di rendere più frequenti nel corso del 2013 le occasioni di incontro riservate agli Amministratori indipendenti, al fine di discutere dei temi giudicati di interesse riguardo al funzionamento del Consiglio di Amministrazione o alla gestione sociale.

Nel mese di dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione ha infine confermato l'assenza dei presupposti che, in base al Codice di Autodisciplina, richiedono l'istituzione della figura del *lead independent director*, tenuto conto del fatto che in Enel il Presidente del Consiglio di Amministrazione non ricopre il ruolo di principale responsabile della gestione dell'impresa (*chief executive officer*), né risulta disporre di una partecipazione di controllo nella Società. Gli Amministratori indipendenti hanno inoltre ritenuto che l'avere individuato al proprio interno, fin dal mese di dicembre 2011, un Consigliere (nella persona di Mauro Miccio) incaricato di coordinare lo svolgimento delle riunioni loro riservate rende superflua la espressa designazione, su base volontaria, di un *lead independent director*.

Comitati

Fin dal mese di gennaio 2000 il Consiglio di Amministrazione, al fine di garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni, ha istituito nel proprio ambito un Comitato per le remunerazioni e un Comitato per il controllo interno (la cui denominazione, in linea con le raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, è stata modificata in Comitato controllo e rischi nel mese di dicembre 2012), dotati di funzioni consultive e propositive.

Tali comitati sono composti da almeno tre Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra di essi un presidente (che a partire dal mese di dicembre 2012, in linea con le raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, deve a sua volta possedere i requisiti di indipendenza) e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti dei comitati stessi. Appositi regolamenti organizzativi approvati dal Consiglio di Amministrazione (il cui testo è stato modificato e integrato, da ultimo, nel mese di dicembre 2012) disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento del Comitato per le remunerazioni e del Comitato controllo e rischi.

Nello svolgimento delle proprie funzioni, i comitati in questione hanno facoltà di accesso alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei rispettivi compiti, e possono avvalersi di consulenti esterni a spese della Società, nei limiti del *budget* approvato dal Consiglio di Amministrazione. A tale ultimo riguardo si segnala che il Comitato per le remunerazioni, qualora intenda avvalersi dei servizi di un consulente al fine di ottenere informazioni sulle pratiche di mercato in materia di politiche retributive, verifica preventivamente che tale consulente non si trovi in situazioni suscettibili di comprometterne in concreto l'indipendenza di giudizio.

Ciascun comitato provvede alla nomina di un segretario, scelto anche al di fuori dei propri componenti, cui è affidato il compito di redigere il verbale delle riunioni.

Alle riunioni di ciascun comitato partecipa il Presidente del Collegio Sindacale, ovvero altro Sindaco da lui designato (dovendosi segnalare al riguardo che, a decorrere dal mese di dicembre 2012 e in linea con le raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, anche gli altri Sindaci effettivi hanno facoltà di intervenire), e possono prendere parte altri componenti il Consiglio di Amministrazione ovvero esponenti delle Funzioni aziendali o soggetti terzi la cui presenza possa risultare di ausilio al migliore svolgimento delle Funzioni del comitato stesso, su apposito invito del rispettivo presidente. Alle riunioni del Comitato per le remunerazioni prende inoltre parte, di norma, il Responsabile della Funzione Personale e Organizzazione, così come alle riunioni del Comitato controllo

e rischi prende parte, di regola, il Responsabile della Funzione *Audit*.

Nel mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione, in sede di adozione di una nuova procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate, rispondente ai requisiti indicati dalla CONSOB con regolamento approvato nel mese di marzo 2010, ha istituito al proprio interno un apposito comitato (il Comitato parti correlate) chiamato a esprimere specifici pareri in merito alle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel, direttamente ovvero per il tramite di società controllate, nei casi indicati e secondo le modalità previste dalla indicata procedura.

Successivamente, nel mese di maggio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha infine costituito al suo interno un ulteriore comitato con funzioni consultive e propositive in materia di governo societario (il Comitato per la *corporate governance*), con il compito di monitorare le procedure e i regolamenti adottati al riguardo in ambito aziendale e di formulare eventuali proposte di modifica degli stessi al fine di allinearne i contenuti alle *best practice* nazionali e internazionali, tenuto conto dell'evoluzione della normativa di riferimento. Nel mese di dicembre 2012, in sede di recepimento delle raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, a tale organo sono state affidate dal Consiglio di Amministrazione anche le funzioni di comitato per le nomine.

I regolamenti organizzativi del Comitato parti correlate e del Comitato per le nomine e la *corporate governance* disciplinano le relative modalità di funzionamento secondo princípi sostanzialmente analoghi a quelli contenuti nei regolamenti organizzativi del Comitato per le remunerazioni e del Comitato controllo e rischi.

Comitato per le remunerazioni

Il compenso degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche è stabilito in misura sufficiente ad attrarre, trattenere e motivare persone dotate delle qualità professionali richieste per gestire con successo la Società.

In tale ambito, spetta al Comitato per le remunerazioni adoperarsi affinché la remunerazione degli Amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche venga definita in modo tale da allineare i loro interessi con il perseguimento dell'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo. In particolare, una parte significativa della remunerazione degli Amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche è legata al raggiungimento di specifici obiettivi di *performance*, anche di natura non economica, preventivamente indicati e determinati in coerenza con le linee guida contenute nella politica per la remunerazione.

La remunerazione degli Amministratori non esecutivi risulta commisurata all'impegno richiesto a ciascuno di essi, tenuto conto della loro partecipazione ai comitati. Si segnala al riguardo che, in linea con quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, tale remunerazione non è in alcun modo legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo e gli Amministratori non esecutivi non risultano destinatari di piani di incentivazione a base azionaria.

Nessun Amministratore può prendere parte alle riunioni del Comitato per le remunerazioni in cui vengono formulate proposte al Consiglio di Amministrazione relative ai propri emolumenti, salvo che si tratti di proposte che riguardano la generalità dei componenti i comitati costituiti nell'ambito del Consiglio stesso.

In particolare, al Comitato per le remunerazioni sono quindi attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo definiti dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2012):

- formulare al Consiglio di Amministrazione proposte in merito alla politica per la remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche, valutando periodicamente l'adeguatezza, la coerenza complessiva e la concreta applicazione della politica adottata e avvalendosi delle informazioni fornite dall'Amministratore Delegato per quanto riguarda l'attuazione di tale politica nei riguardi dei dirigenti con responsabilità strategiche;
- presentare al Consiglio di Amministrazione proposte o esprimere pareri sulla remunerazione degli Amministratori esecutivi e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche, nonché sulla fissazione degli obiettivi di *performance* correlati alla componente variabile di tale remunerazione, provvedendo a monitorare l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio stesso e verificando, in particolare, l'effettivo raggiungimento degli obiettivi di *performance*;
- esaminare preventivamente la relazione annuale sulla remunerazione da mettere a disposizione del pubblico in vista dell'Assemblea annuale di bilancio.

Il Comitato per le remunerazioni, nell'ambito delle proprie competenze, svolge inoltre un ruolo di primo piano nell'elaborazione e nella verifica dell'andamento dei sistemi di incentivazione (ivi inclusi eventuali piani di azionariato) rivolti al *management*, intesi quali strumenti finalizzati ad

attrarre e motivare risorse di livello ed esperienza adeguati, sviluppandone il senso di appartenenza e assicurandone nel tempo una costante tensione alla creazione di valore.

Il Comitato per le remunerazioni svolge inoltre, quale attribuzione aggiuntiva rispetto a quelle contemplate dal Codice di Autodisciplina, un'attività di supporto nei confronti dell'Amministratore Delegato e delle competenti strutture aziendali per quanto riguarda la valorizzazione delle risorse manageriali, il reperimento di talenti e la promozione di iniziative con istituti universitari in tale ambito.

Nel corso del 2012 il Comitato per le remunerazioni è risultato composto dai Consiglieri Fernando Napolitano (con funzioni di presidente), Alessandro Banchi e Pedro Solbes Mira. Il Consiglio di Amministrazione ha riconosciuto in capo a tutti i componenti del Comitato il requisito di un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria.

Sempre nel corso del 2012 il Comitato per le remunerazioni ha tenuto 6 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 1 ora e 45 minuti ciascuna e ha fatto ricorso a consulenti esterni indipendenti, a spese della Società.

Nel corso del 2012 il Comitato per le remunerazioni ha definito nei primi mesi dell'anno i contenuti della politica per la remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche riferita allo stesso 2012; tale politica è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 5 aprile 2012 ed è stata, quindi, sottoposta al voto consultivo dell'Assemblea ordinaria del 30 aprile 2012, che ha espresso al riguardo un voto favorevole. Il Comitato per le remunerazioni – oltre a elaborare i contenuti del piano di incentivazione a lungo termine relativo all'esercizio 2012 e a effettuare una generale ricognizione dell'andamento dei piani di incentivazione in essere – si è altresì occupato degli aspetti applicativi della componente variabile della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, individuando in particolare gli obiettivi economico-gestionali annuali da assegnare agli interessati e verificando il raggiungimento degli obiettivi del precedente esercizio. Il Comitato ha infine analizzato l'evoluzione della politica retributiva concernente il *management* e ha avviato nell'ultima parte dell'anno l'elaborazione della politica per la remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche riferita al 2013, che a seguito della definizione da parte del Comitato è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 4 aprile 2013.

Comitato controllo e rischi

Il Comitato controllo e rischi (che fino al mese di dicembre 2012 ha operato con la denominazione di Comitato per il controllo interno e nel rispetto delle attribuzioni a quest'ultimo assegnate in coerenza con le raccomandazioni della edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006) ha il compito di supportare, con un'adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche.

In particolare, al Comitato controllo e rischi sono attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo definiti dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2012), che hanno ampliato le attribuzioni già a esso spettanti nella qualità di comitato per il controllo interno:

- supportare il Consiglio di Amministrazione, mediante la formulazione di specifici pareri, nell'espletamento dei compiti a quest'ultimo demandati dal Codice di Autodisciplina in materia di controllo interno e di gestione dei rischi (si segnala che tali compiti formano oggetto di analisi nella presente sezione del documento *sub* "Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi");
- valutare, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sentiti la Società di revisione e il Collegio Sindacale, il corretto utilizzo dei princípi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione delle relazioni finanziarie periodiche;
- esprimere pareri su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali;
- esaminare le relazioni periodiche, aventi per oggetto la valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, e quelle di particolare rilevanza predisposte dalla Funzione *Audit*;
- monitorare l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della Funzione *Audit*;
- svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione, con particolare riferimento:
  - all'esame dei contenuti del bilancio di sostenibilità rilevanti ai fini del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, rilasciando in proposito un parere preventivo al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare il bilancio medesimo (si segnala che tale attribuzione è stata riconosciuta al Comitato a

decorrere dal mese di dicembre 2012, mentre fino a tale momento il Comitato si è occupato, più ampiamente, di valutare l'adeguatezza dell'impegno dedicato ai temi della responsabilità sociale d'impresa, nonché la completezza e la trasparenza dell'informativa fornita al riguardo attraverso il bilancio di sostenibilità);

- all'esame delle principali regole e procedure aziendali connesse al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e che risultano avere rilevanza nei confronti degli *stakeholder* – con particolare riferimento al modello organizzativo e gestionale predisposto ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, al Codice Etico, al piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e alla politica sui diritti umani – sottoponendo tali documenti all'approvazione del Consiglio di Amministrazione e valutando loro eventuali successive modifiche o integrazioni;

> riferire al Consiglio di Amministrazione, con cadenza almeno semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Il Comitato può inoltre chiedere alla Funzione *Audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Collegio Sindacale, al Presidente del Consiglio di Amministrazione e all'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, salvo i casi in cui l'oggetto della richiesta di verifica verta specificamente sull'attività di tali soggetti.

Nel corso del 2012 tale Comitato è risultato composto dai Consiglieri Gianfranco Tosi (con funzioni di presidente), Lorenzo Codogno (cui il Consiglio di Amministrazione ha riconosciuto il requisito di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria), Mauro Miccio e Angelo Taraborrelli.

Sempre nel corso del 2012 il medesimo Comitato ha tenuto 15 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 2 ore ciascuna.

Nel corso del 2012 il Comitato in questione si è anzitutto concentrato sulla valutazione del piano di lavoro elaborato dal Responsabile della Funzione *Audit* e dei risultati delle azioni di *audit* svolte nel corso dell'anno precedente; sulla base di tali risultati il Comitato ha quindi formulato, per quanto di propria competenza, una valutazione positiva circa l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno nel corso dell'esercizio precedente. Durante il 2012 il Comitato ha altresì analizzato le principali scelte contabili, i princípi contabili di maggiore significatività e l'impatto dei nuovi princípi contabili internazionali sul Bilancio consolidato 2011 e sulla Relazione finanziaria semestrale 2012 del Gruppo Enel, esaminando anche la procedura di *impairment test* sul Bilancio consolidato 2011. Inoltre, nel corso del 2012, il Comitato: (i) ha esaminato il bilancio di sostenibilità ed è stato aggiornato circa le principali attività svolte dal Gruppo in materia di responsabilità sociale d'impresa; (ii) ha valutato le segnalazioni pervenute nel corso dell'esercizio precedente in base alle previsioni del Codice Etico; (iii) ha esaminato le principali risultanze della relazione della Corte dei Conti sulla gestione finanziaria di Enel per l'esercizio 2010 e ha valutato le considerazioni predisposte al riguardo dalle competenti funzioni aziendali; (iv) ha analizzato le proposte di aggiornamento del modello organizzativo e gestionale predisposto ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001. Il Comitato ha infine preso atto del permanente rispetto nell'ambito del Gruppo della normativa in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Comitato parti correlate

Il Comitato parti correlate è composto da almeno tre Amministratori indipendenti, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra di essi un presidente e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti del Comitato stesso, in coerenza con le previsioni dell'apposita procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate, adottata dal medesimo Consiglio nel mese di novembre 2010.

In base a quanto indicato da tale ultima procedura e dal proprio regolamento organizzativo, il Comitato parti correlate ha essenzialmente il compito di formulare appositi pareri motivati sull'interesse di Enel – nonché delle società da essa direttamente e/o indirettamente controllate di volta in volta interessate – al compimento di operazioni con parti correlate, esprimendo un giudizio in merito alla convenienza e correttezza sostanziale delle relative condizioni, previa ricezione di flussi informativi tempestivi e adeguati. Tale Comitato ha altresì la facoltà di richiedere informazioni e formulare osservazioni all'Amministratore Delegato e ai soggetti incaricati della conduzione delle trattative o dell'istruttoria in merito ai profili oggetto dei flussi informativi

ricevuti, ove si tratti di operazioni di "maggiore rilevanza" (come definite dalla procedura sopra indicata). Il Comitato in questione provvede infine a risolvere i casi – che siano stati a esso sottoposti da parte dell'*advisory board* istituito ai sensi della medesima procedura – in cui l'individuazione di una parte correlata risulti controversa.

Nell'esercizio dei propri compiti il Comitato parti correlate può avvalersi, a spese della Società, della consulenza di esperti di propria scelta, di cui accerta l'indipendenza e l'assenza di conflitti di interesse, individuati tra soggetti di riconosciuta professionalità e competenza sulle materie oggetto delle operazioni con parti correlate riguardo alle quali il Comitato stesso è chiamato a esprimersi.

Nel corso del 2012 il Comitato parti correlate è risultato composto dai Consiglieri Alessandro Banchi (con funzioni di presidente), Pedro Solbes Mira, Angelo Taraborrelli e Gianfranco Tosi. A decorrere dal mese di dicembre 2012 il Consigliere Angelo Taraborrelli ha cessato di fare parte del Comitato in questione ed è contestualmente entrato a fare parte del Comitato per le nomine e la *corporate governance*, al fine di assicurare un'equa ripartizione dei carichi di lavoro tra i componenti dei comitati interni al Consiglio di Amministrazione.

Sempre nel corso del 2012 il Comitato parti correlate ha tenuto un'unica riunione, cui hanno partecipato tutti i suoi componenti (nonché il Presidente del Collegio Sindacale) e che ha avuto una durata di circa 1 ora.

Nel corso di tale riunione il Comitato parti correlate: (i) ha esaminato i principali orientamenti espressi dalla CONSOB sulle prime esperienze applicative della disciplina delle operazioni con parti correlate; (ii) ha analizzato l'informativa contenuta nei documenti contabili periodici circa le operazioni con parti correlate realizzate nell'ambito del Gruppo; e (iii) ha condiviso alcune proposte di modifica della procedura aziendale per la disciplina delle operazioni con parti correlate e del regolamento organizzativo del Comitato, essenzialmente al fine di aggiornarne i contenuti in sede di recepimento delle raccomandazioni contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011.

Comitato per le nomine e la *corporate governance*

Il Comitato per le nomine e la *corporate governance* (che fino al mese di dicembre 2012 ha operato con la denominazione di Comitato per la *corporate governance* e nel rispetto delle attribuzioni a quest'ultimo assegnate) è composto da almeno tre Amministratori, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra di essi un presidente e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti del Comitato stesso. In base alle previsioni del proprio regolamento organizzativo, fino al mese di dicembre 2012 tale Comitato è stato composto in maggioranza da Amministratori non esecutivi, di cui almeno uno in possesso dei requisiti di indipendenza, mentre a decorrere da tale momento (in concomitanza con l'assegnazione a tale organo delle funzioni di comitato per le nomine) la maggioranza dei componenti il Comitato deve risultare in possesso dei requisiti di indipendenza.

In base a quanto indicato dal proprio regolamento organizzativo (come da ultimo modificato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2012), il Comitato per le nomine e la *corporate governance* ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione con funzioni istruttorie, di natura consultiva e propositiva, nelle valutazioni e decisioni relative alla dimensione e alla composizione del Consiglio stesso, nonché alla *corporate governance* della Società e del Gruppo e alla responsabilità sociale d'impresa. In tale ambito, al Comitato per le nomine e la *corporate governance* sono attribuiti in particolare i seguenti compiti (che hanno ampliato le attribuzioni già a esso spettanti nella qualità di comitato per la *corporate governance*):

- formulare pareri al Consiglio di Amministrazione in merito alla dimensione e alla composizione del Consiglio stesso ed esprimere raccomandazioni in merito alle figure professionali la cui presenza all'interno del medesimo Consiglio sia ritenuta opportuna. A tal fine il Comitato istruisce il procedimento di *board review*, formulando al Consiglio di Amministrazione le proposte in merito all'affidamento dell'incarico a una società specializzata del settore, individuando i temi destinati a formare oggetto della valutazione e definendo modalità e tempi del procedimento stesso;
- esprimere raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito ai contenuti della *policy* sul numero massimo di incarichi negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni che possa essere considerato compatibile con un efficace svolgimento dell'incarico di Amministratore della Società;
- esprimere raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito a eventuali fattispecie problematiche connesse all'applicazione del divieto di concorrenza previsto a carico degli Amministratori dall'art. 2390 del

codice civile, qualora l'Assemblea, per esigenze di carattere organizzativo, abbia autorizzato in via generale e preventiva deroghe a tale divieto;

- proporre al Consiglio di Amministrazione candidati alla carica di Amministratore, tenendo conto delle segnalazioni eventualmente pervenute dagli azionisti:
  - in caso di cooptazione, qualora occorra sostituire Amministratori indipendenti;
  - qualora, in caso di rinnovo del Consiglio di Amministrazione, sia prevedibile che non vi sia la possibilità di trarre dalle liste presentate dagli azionisti il numero di Amministratori richiesto, affinché il Consiglio uscente possa quindi esprimere candidature da sottoporre all'Assemblea;
  - qualora, in caso di rinnovo del Consiglio di Amministrazione, il Consiglio uscente decida di avvalersi della facoltà prevista dallo statuto di presentare una propria lista;
- monitorare l'evoluzione della normativa di legge e delle *best practice* nazionali e internazionali in materia di *corporate governance*, provvedendo ad aggiornare il Consiglio di Amministrazione in presenza di modificazioni significative;
- verificare l'allineamento del sistema di governo societario di cui la Società e il Gruppo sono dotati con la normativa di legge, le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e le *best practice* nazionali e internazionali;
- formulare al Consiglio di Amministrazione proposte di adeguamento dell'indicato sistema di governo societario, ove se ne ravvisi la necessità o l'opportunità;
- esaminare preventivamente la relazione annuale sul governo societario da inserire nella documentazione di bilancio;
- valutare l'adeguatezza dell'impegno dedicato ai temi della responsabilità sociale d'impresa; esaminare l'impostazione generale del bilancio di sostenibilità e l'articolazione dei relativi contenuti, nonché la completezza e la trasparenza dell'informativa fornita riguardo ai temi della responsabilità sociale d'impresa attraverso il medesimo bilancio, rilasciando in proposito un parere preventivo al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare tale documento (si segnala che tale attribuzione è stata riconosciuta al Comitato a decorrere dal mese di dicembre 2012, mentre fino a tale momento essa faceva capo al Comitato per il controllo interno);
- svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione.

Nel corso del 2012 il Comitato in questione è risultato composto dai Consiglieri Paolo Andrea Colombo (con funzioni di presidente), Lorenzo Codogno, Mauro Miccio e Fernando Napolitano. A decorrere dal mese di dicembre 2012, in concomitanza con l'assegnazione a tale organo delle funzioni di comitato per le nomine, è entrato a fare parte del Comitato il Consigliere Angelo Taraborrelli.

Sempre nel corso del 2012 il medesimo Comitato ha tenuto 7 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 1 ora e 45 minuti ciascuna e ha fatto ricorso a consulenti esterni, a spese della Società.

Nel corso del 2012 il Comitato in questione ha anzitutto analizzato i contenuti della edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, individuando quindi le modalità di recepimento in ambito Enel delle raccomandazioni contenute in tale documento, che sono state sottoposte all'approvazione del Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2012 unitamente alle connesse proposte di modifica dell'assetto dei poteri e delle varie procedure e regolamenti aziendali in materia di governo societario. Il Comitato si è inoltre occupato di istruire il procedimento di *board review*, promuovendo un'apposita selezione per l'individuazione della società di consulenza cui affidare il compito di supportare il Consiglio di Amministrazione e i suoi comitati nel processo di autovalutazione riferito all'esercizio 2012. Il Comitato ha inoltre esaminato la struttura e i contenuti della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari riferita all'esercizio 2011, che è stata sottoposta all'approvazione del Consiglio di Amministrazione in data 5 aprile 2012, e ha esaminato le modifiche statutarie finalizzate ad assicurare l'equilibrio tra i generi nella composizione degli organi di amministrazione e di controllo della Società, che sono state condivise dal Consiglio di Amministrazione e, quindi, approvate dall'Assemblea straordinaria del 30 aprile 2012.

Il Comitato si è infine occupato dell'evoluzione della normativa nazionale e comunitaria in materia di diritto societario e di *corporate governance* (con particolare riguardo alla nuova disciplina dei "poteri speciali" dello Stato italiano per le attività di rilevanza strategica nel settore dell'energia e agli esiti della consultazione sul "libro verde" della Commissione Europea in materia di *corporate governance* delle società quotate).

Collegio Sindacale

Secondo le previsioni di legge e dello statuto della Società, il Collegio Sindacale si compone di tre Sindaci effettivi e due supplenti (destinati a divenire tre in sede di rinnovo dei componenti di tale organo previsto nel corso del 2013), nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci per un periodo di tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato.

Nell'ambito dei compiti a esso assegnati dalla legge (e indicati nella prima sezione del presente documento, *sub* "Organizzazione della Società") e nel rispetto di quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina il Collegio Sindacale dispone:

- del potere, esercitabile anche individualmente dai sindaci, di chiedere alla Funzione *Audit* della Società lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative od operazioni aziendali;
- del potere di scambiare tempestivamente con il Comitato controllo e rischi le informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti.

In base alla legislazione vigente, i componenti il Collegio Sindacale devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità, professionalità e indipendenza previsti per i Sindaci di società con azioni quotate, integrati (quanto ai soli requisiti di professionalità) attraverso apposite previsioni statutarie; essi devono inoltre rispettare i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo presso società di capitali italiane individuati dalla CONSOB con apposito regolamento.

Analogamente a quanto disposto per il Consiglio di Amministrazione – e in attuazione di quanto stabilito dal Testo Unico della Finanza – lo statuto prevede che la nomina dell'intero Collegio Sindacale abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire la presenza nell'organo di controllo di un Sindaco effettivo (cui spetta la carica di presidente) e di un Sindaco supplente (destinato a subentrare nella carica di presidente, in caso di cessazione anticipata del titolare dall'ufficio) designati dalle minoranze azionarie.

Tale sistema elettivo prevede che le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possano essere presentate da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, risultino titolari della quota di partecipazione minima al capitale sociale stabilita dalla CONSOB con regolamento per la presentazione delle liste di candidati Amministratori (in concreto, in funzione della capitalizzazione di Borsa delle azioni Enel, alla data della presente relazione la quota di partecipazione richiesta risulta pari almeno allo 0,5% del capitale sociale).

Inoltre – in attuazione delle integrazioni apportate nel luglio del 2011 al Testo Unico della Finanza al fine di assicurare l'equilibrio tra i generi nella composizione degli organi di amministrazione e di controllo delle società con azioni quotate, nonché alla luce delle disposizioni di attuazione dettate dalla CONSOB con regolamento, e in base alle modifiche statutarie deliberate dall'Assemblea straordinaria del 30 aprile 2012 – in occasione dei primi tre rinnovi del Collegio Sindacale successivi al 12 agosto 2012, le liste che presentano un numero complessivo di candidati (tra membri effettivi e supplenti) pari o superiore a tre dovranno includere, tanto ai primi due posti della sezione della lista relativa ai Sindaci effettivi, quanto ai primi due posti della sezione della lista relativa ai Sindaci supplenti, candidati di genere diverso.

Le liste di candidati Sindaci (al pari di quelle di candidati Amministratori) devono essere depositate presso la sede sociale, a cura di chi procede alla relativa presentazione, almeno 25 giorni prima della data dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina dei componenti il Collegio Sindacale; esse vengono quindi pubblicate a cura della Società sul proprio sito internet e messe a disposizione del pubblico presso la sede sociale almeno 21 giorni prima della data dell'Assemblea medesima, accompagnate da un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati, garantendo in tal modo una procedura trasparente per la nomina dell'organo di controllo.

Per la nomina di Sindaci che abbia luogo al di fuori delle ipotesi di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e senza osservare il procedimento sopra previsto, ma comunque in modo tale da assicurare:

- il rispetto del principio di rappresentanza delle minoranze azionarie in seno al Collegio Sindacale; nonché
- il rispetto della normativa vigente in materia di equilibrio tra i generi.

In ogni caso, i Sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno eletti.

Essendo stato nominato dall'Assemblea ordinaria del 29 aprile 2010, il Collegio Sindacale in carica ha un mandato destinato a scadere in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'esercizio 2012. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, alla data della presente relazione il Collegio Sindacale risulta quindi composto dai membri effettivi

che sono di seguito indicati unitamente alle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca titolare del 13,88% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 20 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dell'1,19% del capitale della Società).

- Sergio Duca, 65 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- Carlo Conte, 65 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- Gennaro Mariconda, 70 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Nell'Allegato 2 alla presente relazione è riportato un breve profilo professionale dei sopra indicati componenti effettivi del Collegio Sindacale della Società.

Il compenso dei componenti effettivi del Collegio Sindacale è determinato dall'Assemblea dei soci. In particolare, nel mese di aprile 2010 l'Assemblea ordinaria ha fissato in 85.000 euro lordi annui il compenso spettante al Presidente del Collegio Sindacale e in 75.000 euro lordi annui il compenso spettante a ciascuno degli altri Sindaci effettivi, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento del relativo ufficio.

Nel corso dell'esercizio 2012 il Collegio Sindacale ha tenuto 16 riunioni, durate in media circa 2 ore e 15 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi e la presenza del magistrato delegato della Corte dei Conti.

Nel corso del mese di febbraio 2013, il Collegio Sindacale ha verificato in capo al Presidente Sergio Duca e al Sindaco effettivo Gennaro Mariconda il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli Amministratori. Per quanto concerne il Sindaco effettivo Carlo Conte, il Collegio Sindacale ha avuto modo di accertare che egli, pur essendo privo dei requisiti di indipendenza da ultimo menzionati (in quanto Dirigente Generale presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze, azionista di riferimento della Società, fino al 30 giugno 2012), risulta possedere le caratteristiche di indipendenza previste dal Testo Unico della Finanza con riguardo ai Sindaci di società con azioni quotate.

Società di revisione legale dei conti

La revisione legale del bilancio di Enel e del bilancio consolidato di Gruppo risulta affidata a Reconta Ernst & Young SpA. L'incarico a tale Società di revisione è stato conferito dall'Assemblea ordinaria del 29 aprile 2011, su proposta del Collegio Sindacale, con riferimento agli esercizi dal 2011 al 2019 e per un corrispettivo complessivo di circa 3,5 milioni di euro. Fin dal 2009, al fine di preservare l'indipendenza delle società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo, è stata formalizzata un'apposita procedura che disciplina l'affidamento di incarichi alle società medesime ovvero alle entità dei relativi *network* da parte di società del Gruppo. In base alle modifiche apportate a tale procedura nel mese di settembre 2012, il Collegio Sindacale provvede a esprimere un preventivo parere vincolante (ovvero, nei casi che non pongono in alcun modo a rischio l'indipendenza del revisore, riceve un'informativa periodica) circa l'affidamento da parte di società del Gruppo di incarichi aggiuntivi – diversi, quindi, dall'incarico principale di revisione e per i quali non ricorrano fattispecie di incompatibilità previste dalla legge – in favore del revisore principale di Gruppo ovvero di entità appartenenti al relativo *network*; l'affidamento di tali incarichi aggiuntivi è consentito solo in determinate condizioni di comprovata necessità (sotto il profilo legale, economico o della qualità del servizio).

Controllo della Corte dei Conti

Sulla gestione finanziaria di Enel esercita un controllo la Corte dei Conti, che si avvale a tal fine di un magistrato delegato. Si segnala al riguardo che nel corso del 2012 tale attività di controllo è stata svolta da parte del magistrato delegato Francesco Paolo Romanelli.

Nel mese di gennaio 2009 il Consiglio di Amministrazione ha disposto di riconoscere un'indennità di presenza in favore del magistrato delegato della Corte dei Conti, per la partecipazione a ciascuna riunione di organo sociale cui intervenga, in misura pari a 1.000 euro. Tale orientamento è stato confermato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2011.

Il magistrato delegato della Corte dei Conti assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e del Collegio

Sindacale. La Corte dei Conti presenta con cadenza annuale alla Presidenza del Senato della Repubblica e alla Presidenza della Camera dei Deputati una relazione circa i risultati del controllo svolto.

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Nel corso del 2012 le funzioni di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel sono state svolte dal Responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo della Società (nella persona di Luigi Ferraris), nominato dal Consiglio di Amministrazione (sentito il parere del Collegio Sindacale) fin dal mese di giugno 2006 per rivestire tale incarico. Il dirigente in questione è in possesso dei requisiti di professionalità contemplati nello statuto sociale.

Compito di tale dirigente è di predisporre adeguate procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato, nonché di ogni altra comunicazione di carattere finanziario.

Il Consiglio di Amministrazione verifica che tale dirigente disponga di poteri e mezzi adeguati, vigilando inoltre sull'effettivo rispetto delle procedure amministrative e contabili da costui predisposte.

Il dirigente in questione rilascia una dichiarazione che accompagna gli atti e le comunicazioni della Società diffusi al mercato e relativi all'informativa contabile, anche infrannuale, e che ne attesta la corrispondenza alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Il medesimo dirigente, unitamente all'Amministratore Delegato, attesta inoltre con apposita relazione in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e alla relazione finanziaria semestrale: (i) l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili sopra indicate nel corso del periodo cui si riferiscono tali documenti contabili; (ii) la conformità del contenuto di tali ultimi documenti ai princípi contabili internazionali applicabili nell'ambito dell'Unione Europea; (iii) la corrispondenza dei documenti medesimi alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la loro idoneità a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo; (iv) che la relazione sulla gestione al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato contiene un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società e del Gruppo, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui questi ultimi sono esposti; (v) che la relazione intermedia sulla gestione inclusa nella relazione finanziaria semestrale contiene un'analisi attendibile circa gli eventi di maggiore importanza verificatisi durante i primi sei mesi dell'esercizio, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio e a una informativa sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

I contenuti dell'attestazione che il dirigente in questione e l'Amministratore Delegato devono rilasciare in base a quanto ora indicato sono disciplinati dalla CONSOB con apposito regolamento.

Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

In materia di controllo interno e di gestione dei rischi il Gruppo è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema, costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi aziendali. A tale sistema è affidata la missione (i) di accertare l'adeguatezza dei diversi processi aziendali in termini di efficacia, efficienza ed economicità, nonché (ii) di garantire l'affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale e (iii) di assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e agli indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi si articola nell'ambito del Gruppo in tre distinte tipologie di attività:

- il "controllo di linea" (o di "primo livello"), costituito dall'insieme delle attività di controllo che le singole unità operative o società del Gruppo svolgono sui propri processi. Tali attività di controllo sono demandate alla responsabilità primaria del *management* operativo e sono considerate parte integrante di ogni processo aziendale;
- i controlli di "secondo livello", che sono demandati (i) al controllo di gestione (collocato all'interno della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel)

per quanto riguarda il monitoraggio dell'andamento economico-finanziario della Società e del Gruppo e (ii) alla Funzione *Risk Management* di Enel per quanto concerne la elaborazione di *policy* finalizzate alla gestione dei principali rischi (connessi, per esempio, ai tassi di interesse, ai tassi di cambio e al rischio *commodity*);

> l'*internal audit*, intesa come attività di verifica generale sulla struttura e sulla funzionalità dei controlli interni e demandata all'apposita Funzione *Audit* della Società. Tale attività risulta finalizzata essenzialmente alla identificazione e al contenimento dei rischi aziendali di ogni natura mediante un'azione di *monitoring* dei controlli di linea, sia in termini di adeguatezza dei controlli medesimi sia in termini di risultati effettivamente conseguiti dalla relativa applicazione. L'attività in esame è pertanto estesa a tutti i processi aziendali della Società e delle altre società del Gruppo e ai relativi responsabili è rimessa sia l'indicazione delle azioni correttive ritenute necessarie sia l'esecuzione di attività di *follow-up* intese a verificare i risultati delle azioni suggerite.

La responsabilità dell'adozione di un adeguato sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, coerente con i modelli di riferimento e le *best practice* esistenti in ambito nazionale e internazionale, compete al Consiglio di Amministrazione.

In base a quanto disposto nel mese di dicembre 2012 in sede di recepimento in ambito aziendale delle novità concernenti il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, il Consiglio di Amministrazione provvede anzitutto a individuare al proprio interno uno o più Amministratori incaricati dell'istituzione e del mantenimento di un efficace sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. In particolare, nel mese di dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'affidamento del ruolo di Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi in capo all'Amministratore Delegato (che, a decorrere dal mese di luglio 2011, già svolgeva il ruolo di unico Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno).

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione, previo parere del Comitato controllo e rischi:

> definisce le linee di indirizzo del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, in modo che i principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, determinando inoltre il grado di compatibilità di tali rischi con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici individuati. Si segnala al riguardo che nel mese di febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione, dopo avere esaminato i contenuti di un documento di analisi predisposto dalla Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel con il supporto della Funzione *Risk Management* e avere preso atto del parere espresso in merito dal Comitato controllo e rischi, ha riconosciuto la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel piano industriale 2013-2022 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;

> valuta, con cadenza almeno annuale, l'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto, nonché la sua efficacia. Si evidenzia al riguardo che nel mese di febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione ha espresso una valutazione positiva al riguardo;

> approva, con cadenza almeno annuale, il piano di lavoro predisposto dal Responsabile della Funzione *Audit*, sentiti il Collegio Sindacale e l'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Si segnala al riguardo che nel mese di febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il piano di *audit* riferito al medesimo esercizio; per quanto riguarda il 2012, il piano di *audit* è stato invece esaminato dal Comitato per il controllo interno, coerentemente con quanto raccomandato dalla edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006;

> valuta, sentito il Collegio Sindacale, i risultati esposti dalla Società di revisione nella eventuale lettera di suggerimenti (c.d. "*management letter*") e nella relazione sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale. Si informa che nel corso del 2012 la *management letter* della Società di revisione riferita ai bilanci della Società e del Gruppo per l'esercizio 2011 ha formato oggetto di valutazione da parte del Comitato per il controllo interno, coerentemente con quanto raccomandato dalla edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006; a decorrere dal 2013 tanto la eventuale *management letter* quanto la relazione sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale formeranno invece oggetto di valutazione da parte del Consiglio di Amministrazione, previo parere del Comitato controllo e rischi e sentito il Collegio Sindacale.

Il Consiglio di Amministrazione provvede infine – sulla

base di una proposta formulata dall'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi d'intesa con il Presidente, e previo parere favorevole del Comitato controllo e rischi, nonché sentito il Collegio Sindacale – a nominare e revocare il Responsabile della Funzione *Audit*, a definirne la remunerazione in coerenza con le politiche aziendali e ad assicurarsi che l'interessato sia dotato delle risorse adeguate all'espletamento delle proprie responsabilità.

L'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi provvede a sua volta a:

- curare l'identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate, e a sottoporli quindi periodicamente all'esame del Consiglio di Amministrazione;
- dare esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione, curando la progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, di cui verifica costantemente l'adeguatezza e l'efficacia;
- occuparsi dell'adattamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;
- chiedere alla Funzione *Audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative e sul rispetto delle regole e procedure interne nell'esecuzione di operazioni aziendali, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Consiglio di Amministrazione, al Presidente del Comitato controllo e rischi e al Presidente del Collegio Sindacale;
- riferire tempestivamente al Consiglio di Amministrazione in merito a problematiche e criticità emerse nello svolgimento della propria attività o di cui abbia avuto comunque notizia, affinché il Consiglio stesso possa prendere le opportune iniziative.

Il responsabile della Funzione *Audit* (il cui ruolo nel corso del 2012 è stato svolto da Francesca Di Carlo, che è a capo di tale Funzione dal mese di gennaio 2008), per parte sua:

- ha il compito di verificare, sia in via continuativa sia in relazione a specifiche necessità e nel rispetto degli *standard* internazionali, l'operatività e l'idoneità del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, attraverso un piano di *audit* approvato dal Consiglio di Amministrazione e basato su un processo strutturato di analisi e individuazione delle priorità dei principali rischi;
- non è responsabile di alcuna area operativa e dipende gerarchicamente dal Consiglio di Amministrazione. Ferma restando tale dipendenza gerarchica, il Consiglio di Amministrazione ha affidato all'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi il compito di gestire il rapporto funzionale del Responsabile della Funzione *Audit*;
- ha accesso diretto a tutte le informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico;
- predispone relazioni periodiche contenenti adeguate informazioni sulla propria attività, sulle modalità con cui viene condotta la gestione dei rischi nonché sul rispetto dei piani definiti per il loro contenimento. Le relazioni periodiche contengono una valutazione sull'idoneità del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- predispone tempestivamente relazioni su eventi di particolare rilevanza;
- trasmette le proprie relazioni periodiche e quelle su eventi di particolare rilevanza ai presidenti del Collegio Sindacale, del Comitato controllo e rischi e del Consiglio di Amministrazione, nonché all'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- verifica, nell'ambito del piano di *audit*, l'affidabilità dei sistemi informativi, inclusi i sistemi di rilevazione contabile.

Si segnala inoltre che nel corso del 2012 ha operato nell'ambito della Società una specifica Funzione *Risk Management* (istituita fin dal mese di giugno 2009), avente la missione di assicurare l'efficace implementazione a livello di Gruppo del processo di analisi e monitoraggio di tutti i rischi a impatto rilevante di carattere finanziario, operativo, strategico e di *business*, nonché dei principali rischi che possano a qualunque titolo incidere sui risultati economici, finanziari e patrimoniali della Società e del Gruppo.

Le procedure attuative del modello organizzativo denominato "*One Company*" – che è stato adottato nell'ambito del Gruppo nel corso del 2012 e che risulta inteso a una semplificazione, razionalizzazione e omogeneizzazione dei processi aziendali – contemplano modalità di coordinamento tra larga parte degli attori del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sopra individuati, al fine di massimizzare l'efficienza del sistema stesso e di ridurre le duplicazioni di attività.

Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria

Il Gruppo si è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria (nel presente paragrafo indicato anche, per brevità, come "Sistema"), che presiede la redazione del bilancio di esercizio della Società, del bilancio consolidato di Gruppo e della relazione finanziaria semestrale consolidata di Gruppo; tale Sistema ha l'obiettivo di assicurare l'attendibilità dell'informativa finanziaria e l'idoneità del processo di redazione dei documenti contabili sopra indicati a produrre l'informativa in coerenza con i princípi contabili internazionali riconosciuti nell'Unione Europea.

Tale Sistema, nel suo complesso, è definito come l'insieme delle attività volte a identificare e a valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza possa compromettere, parzialmente o totalmente, il raggiungimento degli obiettivi del sistema di controllo ("Sistema di gestione dei rischi"), integrato dalle successive attività di individuazione dei controlli e definizione delle procedure che assicurano il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria ("Sistema di controllo interno").

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari ha curato lo sviluppo e la realizzazione di un apposito corpo procedurale – che è stato portato a conoscenza di tutto il personale interessato – nel quale sono riportate le metodologie adottate e le responsabilità del personale stesso nell'ambito delle attività di mantenimento e monitoraggio del Sistema in questione. In particolare, il Gruppo si è dotato di una procedura che regola il modello di riferimento e di una procedura descrittiva del processo di gestione del medesimo Sistema, che definisce ruoli e responsabilità nell'ambito organizzativo aziendale, prevedendo uno specifico flusso di attestazioni interne.

I controlli istituiti hanno formato oggetto di monitoraggio per verificarne sia il "disegno" (ovvero che il controllo sia potenzialmente idoneo a mitigare in maniera accettabile il rischio identificato) sia l'effettiva "operatività".

Al *management* responsabile dei processi e dei controlli e alla Funzione *Audit* della Società sono affidate responsabilità di monitoraggio periodico del Sistema.

L'articolazione del Sistema è definita coerentemente al modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (c.d. "COSO *Report*"), il quale prevede cinque componenti (ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione, attività di monitoraggio) che, in relazione alle loro caratteristiche, operano sia a livello di entità organizzativa che di processo operativo. Il COSO *Report* è integrato per gli aspetti informatici dal modello "*Control Objectives for Information and related Technology*" (c.d. "COBIT"). Inoltre, presso alcune società latinoamericane del Gruppo, aventi *American Depositary Shares* ("ADS") quotate presso il New York Stock Exchange, trovano applicazione i controlli interni relativi alla corretta tenuta delle scritture contabili previsti dalla Sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act*.

Il processo di definizione, implementazione e gestione del Sistema, che viene progressivamente esteso alle società di significativa rilevanza che entrano a fare parte del Gruppo, si articola nelle seguenti fasi:

- definizione del perimetro delle società, dei processi/rischi e dei controlli e comunicazione delle metodologie e delle istruzioni;
- mappatura e aggiornamento dei processi, *risk assessment* e definizione dei controlli, *quality assurance* e identificazione e aggiornamento dei *Primary Key Controls* (utilizzando l'approccio *Top-Down Risk-Based*);
- valutazione del disegno e dell'operatività dei controlli (c.d. monitoraggio "di linea", effettuato attraverso il *self-assessment*);
- monitoraggio "indipendente", demandato alla Funzione *Audit* della Società;
- valutazione delle carenze, approvazione e monitoraggio delle azioni di rimedio;
- consolidamento dei risultati e valutazione complessiva del Sistema, al fine di procedere alla definizione delle lettere di attestazione finali dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e alla relazione finanziaria semestrale, supportate da un flusso di *reporting* di lettere di attestazione interne;
- pubblicazione delle procedure amministrative e contabili.

Il perimetro delle società del Gruppo da includere nella valutazione viene determinato in relazione allo specifico livello di rischio, sia in termini quantitativi (per il livello di significatività del potenziale impatto sul bilancio consolidato) sia in termini qualitativi (tenuto conto dei rischi specifici legati al *business* o al processo).

Per la definizione del Sistema è stato quindi condotto an-

zitutto un *risk assessment* a livello di Gruppo, per individuare e valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza potessero compromettere il raggiungimento degli obiettivi del sistema di controllo (per esempio, asserzioni di bilancio e altri obiettivi di controllo collegati all'informativa finanziaria). Il *risk assessment* è stato condotto anche con riferimento ai rischi di frode.

I rischi sono identificati sia a livello di società o gruppi di società (c.d. "*entity level*") sia a livello di processo (c.d. "*process level*"). Nel primo caso, i rischi individuati sono considerati comunque a impatto rilevante sull'informativa finanziaria, a prescindere dalla loro probabilità di accadimento. I rischi a livello di processo sono invece valutati – a prescindere dai relativi controlli (c.d. "valutazione a livello inerente") – in termini di potenziale impatto e probabilità di accadimento, sulla base di elementi sia qualitativi sia quantitativi.

In seguito alla individuazione e valutazione dei rischi, si è proceduto con l'individuazione di controlli finalizzati a ridurre a un livello accettabile il rischio connesso al mancato raggiungimento degli obiettivi del Sistema, a livello sia di *entity* sia di processo. I controlli a livello di *entity* sono catalogati in coerenza con le cinque componenti sopra indicate del COSO *Report*.

Al fine di migliorare l'efficienza del Sistema e la sua sostenibilità nel tempo, i controlli specifici sono stati distinti in controlli *standard* e controlli chiave ("*key control*"), intesi questi ultimi come controlli decisivi ai fini della prevenzione da false rappresentazioni nei documenti contabili.

Nell'ambito del Sistema vengono individuati anche i controlli pervasivi, intesi come elementi strutturali del sistema di controllo volti a definire un contesto generale che promuova la corretta esecuzione e controllo delle attività operative. In particolare, sono controlli pervasivi quelli relativi alla segregazione delle attività incompatibili (c.d. "*segregation of duties*"), che mira ad assicurare che non vi sia nella stessa persona una concentrazione di compiti e responsabilità che possa agevolare la realizzazione e/o l'occultamento di frodi/errori. Laddove le attività siano svolte con il supporto dei sistemi informativi, la corretta segregazione è verificata anche con riguardo ai profili e alle utenze assegnate.

Nell'ambito delle società identificate come rilevanti si è proceduto quindi alla definizione e valutazione dei processi a maggior rischio e all'applicazione del c.d. "*Top-Down Risk-Based Approach*". In coerenza con tale approccio, sono stati quindi identificati e valutati i rischi di maggior impatto e i correlati controlli di carattere sia generale sia specifico, volti a ridurre a un livello accettabile la possibilità di accadimento dei suddetti rischi.

Al fine di valutare l'adeguatezza del Sistema è prevista, con cadenza semestrale, una specifica attività di monitoraggio a cura dei gestori dei processi (ovvero dei responsabili delle attività, dei rischi e dei controlli) volta a verificare il disegno e l'operatività di ciascuno dei controlli individuati.

Per ciascun processo aziendale oggetto di valutazione è mantenuta adeguata documentazione (c.d. "procedure amministrative e contabili") finalizzata a descrivere i ruoli e le responsabilità, i flussi dei dati e delle informazioni, nonché i controlli chiave.

Alla Funzione *Audit* della Società è affidato il compito di esprimere una valutazione in merito all'operatività dei controlli oggetto di monitoraggio indipendente.

I risultati delle valutazioni effettuate sono comunicati al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari attraverso specifici flussi informativi periodici di sintesi (c.d. "*reporting*"), che classificano le eventuali carenze di operatività e/o disegno dei controlli – in relazione al loro potenziale impatto sull'informativa finanziaria – in semplici carenze, debolezze significative o carenze materiali.

Nel caso in cui dalle valutazioni effettuate emergano carenze, i flussi informativi da ultimo indicati riportano anche le eventuali azioni correttive, intraprese o da intraprendere, volte a consentire il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria.

Tali flussi vengono altresì utilizzati per la periodica informativa circa l'adeguatezza del Sistema fornita dal Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari nei riguardi del Collegio Sindacale, del Comitato controllo e rischi e della Società di revisione.

Sulla base della reportistica sopra indicata, e tenuto conto delle attestazioni rilasciate dai responsabili di ciascuna struttura aziendale interessata, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari rilascia a sua volta, unitamente all'Amministratore Delegato, apposita attestazione circa l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili predisposte per la formazione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato ovvero della relazione finanziaria semestrale (a seconda del documento di volta in volta interessato).

A seguito dell'attività di monitoraggio svolta a cura dei gestori dei processi e intesa a verificare il disegno e l'operatività dei processi/sub-processi affidati alla loro responsabilità, nonché dei relativi controlli individuati, vengono estratte dal sistema di supporto i documenti che compon-

gono le procedure amministrative e contabili (*narrative, flow chart* ed elenco dei controlli), per poter procedere alla relativa formalizzazione. Le procedure amministrative e contabili vengono quindi emesse a cura del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sono pubblicate nella intranet aziendale.

Al fine di assicurare la corretta applicazione della metodologia fin qui descritta, nel corso del 2012 sono state realizzate specifiche sessioni di formazione rivolte sia alle strutture di controllo interno sull'informativa finanziaria di Gruppo, sia ai gestori dei processi coinvolti nelle attività di monitoraggio di linea (850 utenti su un totale di 2.000), il cui completamento è previsto nel corso del 2013.

Disciplina delle società controllate estere extra UE

Con riferimento all'esercizio 2012, nel mese di marzo 2013 si è proceduto da parte del Comitato controllo e rischi alla verifica della perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo, della disciplina in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea (per brevità, nel prosieguo, definite "società controllate estere extra UE") dettata dalla CONSOB nell'ambito del Regolamento Mercati.

In particolare, si segnala al riguardo che:

- in base ai dati di bilancio al 31 dicembre 2011 e in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento contemplati dal Regolamento Mercati CONSOB, sono state individuate nell'ambito del Gruppo 15 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione è risultata applicabile per l'esercizio 2012. Trattasi, in particolare, delle seguenti società, 14 delle quali erano risultate assoggettate alla normativa di riferimento già nel corso dell'esercizio 2011: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana); 2) Chilectra SA (società cilena); 3) Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía - Codensa SA ESP (società colombiana); 4) Companhia Energética do Ceará - Coelce SA (società brasiliana); 5) Edegel SA (società peruviana); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana); 7) Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte - Edelnor SAA (società peruviana); 8) Empresa Distribuidora Sur - Edesur SA (società argentina); 9) Empresa Nacional de Electricidad - Endesa Chile SA (società cilena); 10) Endesa Brasil SA (società brasiliana); 11) Endesa Capital Finance LLC (società statunitense); 12) Enel Fortuna SA (società panamense); 13) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense); 14) Enersis SA (società cilena); 15) Enel OGK-5 OJSC (società russa);
- lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilancio 2012 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel *reporting package* utilizzato ai fini della redazione del Bilancio consolidato 2012 del Gruppo Enel, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel presso la sede sociale e sul sito internet aziendale almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio civilistico 2012 di Enel, contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate;
- gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza;
- è stato verificato da parte di Enel che tutte le società sopra indicate: (i) forniscono al revisore della Capogruppo le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infrannuali della stessa Enel; (ii) dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a fare pervenire regolarmente alla direzione e al revisore di Enel i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del bilancio consolidato di Gruppo.

Operazioni con parti correlate

Nel corso del 2012 ha trovato applicazione nell'ambito del Gruppo una procedura intesa a disciplinare l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate realizzate da parte di Enel, direttamente ovvero per il tramite di società controllate, al fine di assicurare la trasparenza e la correttezza sia sostanziale sia procedurale delle operazioni stesse. Tale procedura è stata adottata dal Consiglio di Amministrazione nel mese di novembre 2010, nel rispetto dei requisiti indicati dalla CONSOB con apposito regolamento approvato nel mese di marzo 2010.

In base a tale procedura, le operazioni con parti correlate poste in essere direttamente da parte di Enel sono suddivise in tre categorie:

- le operazioni di "maggiore rilevanza", individuate in base al superamento di una specifica soglia quantitativa (fissata al 5%) applicata a tre indici di rilevanza, che tengono conto in particolare del controvalore dell'operazione, dell'attivo patrimoniale dell'entità oggetto dell'operazione e delle passività dell'entità acquisita. Tali operazioni, ove non rientranti per legge o per statuto nella competenza assembleare, formano necessariamente oggetto di esame e approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione;
- le operazioni di "minore rilevanza", definite in negativo come le operazioni diverse da quelle di "maggiore rilevanza" e da quelle di "importo esiguo". Tali operazioni, ove non rientranti per legge o per statuto nella competenza assembleare, seguono la competenza deliberativa risultante dall'assetto dei poteri *pro tempore* vigente in ambito aziendale;
- le operazioni di "importo esiguo", ossia caratterizzate da un controvalore inferiore a specifiche soglie, differenziate in funzione della tipologia di parti correlate con le quali tali operazioni vengono realizzate. Le operazioni di "importo esiguo" sono escluse dall'ambito di applicazione della procedura.

Al fine di consentire al Comitato parti correlate di esprimere un motivato e preventivo parere sull'interesse di Enel al compimento delle operazioni in questione, nonché sulla convenienza e correttezza sostanziale delle relative condizioni, la procedura istituisce specifici flussi informativi. In particolare:

- per le operazioni di "minore rilevanza" è previsto che l'Amministratore Delegato della Società ovvero la Funzione proponente, per il tramite della Funzione Affari Legali e Societari, provvedano a fornire al Comitato parti correlate, con congruo anticipo e comunque, di norma, almeno 10 giorni prima della data prevista per il rilascio del parere da parte del Comitato stesso, informazioni complete e adeguate in merito a ciascuna operazione di tale natura, avendo cura di fornire gli opportuni successivi aggiornamenti;
- per le operazioni di "maggiore rilevanza" è previsto che l'Amministratore Delegato della Società, per il tramite della Funzione Affari Legali e Societari, provveda a fornire al Comitato parti correlate, tempestivamente – e, comunque, non oltre il giorno successivo alla prima informativa fornita al Consiglio di Amministrazione di Enel –, informazioni complete e adeguate in merito a ciascuna operazione di tale natura, avendo cura di fornire gli opportuni successivi aggiornamenti. Il Comitato parti correlate, ovvero uno o più componenti dallo stesso delegati, hanno facoltà di richiedere informazioni e formulare osservazioni all'Amministratore Delegato della Società e ai soggetti incaricati della conduzione delle trattative o dell'istruttoria in merito ai profili oggetto dei flussi informativi ricevuti, nonché di richiedere ogni altra informazione ritenuta utile ai fini della valutazione dell'operazione.

Per quanto riguarda l'efficacia dell'indicato parere che il Comitato parti correlate è chiamato a rilasciare, la procedura prevede che:

- in caso di operazioni di "minore rilevanza", tale parere abbia natura non vincolante. Tuttavia, entro 15 giorni dalla chiusura di ciascun trimestre dell'esercizio, Enel è tenuta a mettere a disposizione del pubblico un documento contenente l'indicazione della controparte, dell'oggetto e del corrispettivo delle operazioni di "minore rilevanza" che dovessero risultare approvate nel trimestre di riferimento in presenza di un parere negativo del Comitato parti correlate, nonché delle ragioni per le quali si fosse ritenuto di disattendere tale parere;
- in caso di operazioni di "maggiore rilevanza", ove il Comitato parti correlate abbia espresso parere negativo, il Consiglio di Amministrazione della Società, in presenza di un'apposita clausola statutaria (che è stata introdotta in occasione dell'Assemblea straordinaria del 29 aprile 2011), può sottoporre le operazioni in questione all'autorizzazione dell'Assemblea ordinaria, la quale, fermo il rispetto delle maggioranze di legge e di statuto e delle disposizioni vigenti in materia di conflitto di interessi, delibera con il voto favorevole di almeno la metà dei soci non correlati votanti (c.d. "*whitewash*"). In ogni caso il compimento delle operazioni di "maggiore rilevanza" è impedito solo qualora i soci non correlati presenti in Assemblea rappresentino una percentuale pari almeno al 10% del capitale sociale con diritto di voto.

Nel rispetto di quanto previsto dalla legge, qualora la correlazione sussista con un Amministratore della Società o con una parte correlata per il suo tramite, l'Amministratore interessato deve informare tempestivamente gli altri Amministratori e i Sindaci circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse. Qualora la correlazione sussista con l'Amministratore Delegato della Società o con una parte correlata per il suo tramite, in aggiunta a quan-

to sopra egli si astiene dal compimento dell'operazione, investendo della stessa il Consiglio di Amministrazione.

Qualora la correlazione sussista invece con uno dei Sindaci effettivi della Società o con una parte correlata per il loro tramite, il Sindaco interessato provvede a informare tempestivamente gli altri Sindaci e il Presidente del Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse.

La procedura dispone che le deliberazioni con cui il Consiglio di Amministrazione della Società approva operazioni con parti correlate, siano esse di "maggiore rilevanza" ovvero di "minore rilevanza" – ovvero, in quest'ultimo caso, le decisioni dell'organo delegato competente – debbano recare adeguata motivazione in merito all'interesse di Enel al compimento delle operazioni medesime, nonché alla convenienza e alla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

La procedura stabilisce inoltre che l'Amministratore Delegato della Società, nell'ambito della relazione periodica circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, debba fornire al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale, con cadenza almeno trimestrale, apposita informativa sull'intervenuta esecuzione di operazioni con parti correlate, tanto di "maggiore rilevanza" quanto di "minore rilevanza".

Un'apposita disciplina è poi dettata per le operazioni con parti correlate realizzate da parte di Enel non già direttamente ma per il tramite di società controllate. In tal caso è previsto che il Consiglio di Amministrazione della Società ovvero l'organo delegato competente in base all'assetto dei poteri *pro tempore* vigente provvedano, previo motivato parere non vincolante del Comitato parti correlate, alla preventiva valutazione delle operazioni con parti correlate effettuate da società direttamente e/o indirettamente controllate da Enel e rientranti in una o più delle seguenti tipologie:

> operazioni atipiche o inusuali, per tali intendendosi quelle che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (i.e. prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine alla correttezza/completezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza di Enel;

> operazioni il cui controvalore sia superiore a 25 milioni di euro, fatta eccezione per quelle escluse dall'ambito di applicazione della procedura (su cui ci soffermerà poco oltre).

Analogamente a quanto sopra osservato con riferimento alle operazioni di "minore rilevanza" compiute direttamente da parte di Enel, anche per le operazioni effettuate per il tramite di società controllate è previsto che, qualora il Consiglio di Amministrazione della Società ovvero l'organo delegato competente in base all'assetto dei poteri *pro tempore* vigente abbiano valutato favorevolmente il compimento di operazioni di società controllate rilevanti ai fini della procedura pur in presenza di un parere negativo del Comitato parti correlate, Enel sia tenuta a mettere a disposizione del pubblico un apposito documento in cui dovranno essere esplicitate anche le ragioni per le quali si è ritenuto di disattendere tale parere.

Nel rispetto della normativa CONSOB di riferimento, risultano escluse dall'ambito di applicazione della procedura le seguenti tipologie di operazioni con parti correlate:

a) le deliberazioni assembleari con le quali vengono fissati i compensi spettanti alla generalità dei componenti il Consiglio di Amministrazione e ai Sindaci;
b) le operazioni di "importo esiguo", come individuate dalla procedura stessa;
c) i piani di compensi basati su strumenti finanziari, approvati dall'Assemblea in base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, e le relative operazioni attuative;
d) le deliberazioni, diverse da quelle indicate alla precedente lettera a), in materia di remunerazione degli Amministratori della Società investiti di particolari cariche nonché dei dirigenti con responsabilità strategiche di società del Gruppo, a condizione che:
   - Enel abbia adottato una politica per la remunerazione;
   - nella definizione di tale politica sia stato coinvolto un comitato costituito esclusivamente da Amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti;
   - sia stata sottoposta al voto consultivo dell'Assemblea di Enel una relazione che illustri la politica per la remunerazione;
   - la remunerazione assegnata sia coerente con tale politica;
e) le operazioni ordinarie che siano concluse a condizioni equivalenti a quelle di mercato o *standard*;
f) le operazioni con o tra società controllate, anche congiuntamente, da Enel nonché le operazioni con società collegate a Enel, a condizione che nelle società controllate o collegate controparti dell'operazione non vi siano interessi significativi (come individuati nell'ambito della procedura) di altre parti correlate di Enel.

Una procedura semplificata è infine prevista nei casi di urgenza per l'approvazione delle operazioni con parti correlate che non risultino di competenza assembleare, ferma in ogni caso la previsione di un voto non vincolante su tali operazioni espresso a posteriori da parte della prima Assemblea ordinaria utile della Società.

Trattamento delle informazioni societarie

Nel corso del 2012 ha trovato applicazione nell'ambito del Gruppo un apposito regolamento per la gestione interna e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate. In base a tale regolamento, approvato dal Consiglio di Amministrazione fin dal febbraio 2000 (e modificato da ultimo nel mese di dicembre 2012), gli Amministratori e i Sindaci sono tenuti a mantenere riservati i documenti e le informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti.

Il regolamento è finalizzato a preservare la segretezza delle informazioni riservate, assicurando al contempo che l'informativa al mercato relativa a dati e informazioni aziendali sia corretta, completa, adeguata, tempestiva e non selettiva.

Il regolamento rimette in via generale alla responsabilità dell'Amministratore Delegato della Società e degli Amministratori Delegati delle società del Gruppo la gestione delle informazioni riservate di rispettiva competenza, disponendo che la divulgazione delle informazioni riservate relative alle singole controllate debba comunque avvenire d'intesa con l'Amministratore Delegato di Enel.

Il regolamento istituisce inoltre specifiche procedure da osservare per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni di carattere aziendale – soffermandosi in particolare sulla divulgazione delle informazioni privilegiate – e disciplina attentamente le modalità attraverso cui gli esponenti aziendali entrano in contatto con la stampa e altri mezzi di comunicazione di massa, nonché con analisti finanziari e investitori istituzionali.

Nel corso del 2012, in attuazione di quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dal Regolamento Emittenti emanato dalla CONSOB, Enel ha provveduto a mantenere regolarmente aggiornato il registro di Gruppo in cui risultano iscritte le persone, fisiche o giuridiche, che hanno accesso a informazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero delle funzioni svolte per conto della Società ovvero di altre società del Gruppo. Tale registro ha la finalità di sensibilizzare i soggetti ivi iscritti sul valore delle informazioni privilegiate di cui dispongono, agevolando al contempo lo svolgimento delle attività di vigilanza della CONSOB sul rispetto delle norme previste a tutela dell'integrità dei mercati.

Nel corso del 2012, in attuazione di quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dal Regolamento Emittenti emanato dalla CONSOB, ha inoltre continuato a trovare applicazione in ambito aziendale la disciplina in materia di *internal dealing*, ossia concernente la trasparenza sulle operazioni aventi a oggetto azioni della Società e strumenti finanziari a esse collegati compiute dai maggiori azionisti, da esponenti aziendali e da persone a essi strettamente legate.

In particolare, durante il 2012 la disciplina dell'*internal dealing* ha trovato applicazione alle operazioni di acquisto, vendita, sottoscrizione e scambio aventi a oggetto azioni Enel, nonché delle controllate Endesa SA ed Enel Green Power SpA ovvero strumenti finanziari a esse collegati, in quanto compiute da "soggetti rilevanti". In tale ultima categoria rientrano gli azionisti in possesso di almeno il 10% del capitale della Società, gli Amministratori e i Sindaci effettivi di Enel, gli Amministratori della controllata Endesa SA nonché ulteriori 28 posizioni dirigenziali individuate in Enel e in Endesa SA in base alla normativa di riferimento, in quanto aventi regolare accesso a informazioni privilegiate e titolate ad adottare decisioni di gestione suscettibili di incidere sull'evoluzione e sulle prospettive future di Enel e del Gruppo.

Gli obblighi di trasparenza trovano applicazione a tutte le sopra indicate operazioni il cui controvalore complessivo raggiunga i 5.000 euro su base annua, anche se compiute da persone strettamente legate ai "soggetti rilevanti".

Nell'emanare le misure di attuazione della normativa di riferimento in materia, il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto opportuno prevedere l'obbligo di astensione per i "soggetti rilevanti" (diversi dagli azionisti in possesso di una partecipazione pari o superiore al 10% del capitale della Società) dall'effettuare operazioni soggette alla disciplina dell'*internal dealing* durante due *blocking period* della durata indicativa di un mese ciascuno, collocati a ridosso dell'approvazione del progetto di bilancio di esercizio e della relazione finanziaria semestrale da parte dello stesso Consiglio di Amministrazione.

Tale iniziativa è stata ispirata dalla volontà di innalzare gli *standard* di *governance* della Società rispetto alla normativa di riferimento, mediante l'adozione di una misura in-

tesa a prevenire il compimento di operazioni da parte dei "soggetti rilevanti" che il mercato potrebbe percepire come sospette, in quanto effettuate durante periodi dell'anno particolarmente delicati per l'informativa societaria.

Rapporti con gli investitori istituzionali e con la generalità dei soci

La Società, fin dal momento della quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha ritenuto conforme a un proprio specifico interesse – oltre che a un dovere nei confronti del mercato – l'instaurazione di un dialogo continuativo, fondato sulla comprensione reciproca dei ruoli, con la generalità degli azionisti nonché con gli investitori istituzionali; dialogo destinato comunque a svolgersi nel rispetto delle norme e delle procedure che disciplinano la divulgazione di informazioni privilegiate.

Si è al riguardo valutato, anche in considerazione delle dimensioni del Gruppo, che tale dialogo potesse essere agevolato dalla costituzione di strutture aziendali dedicate.

Si è provveduto pertanto a istituire nell'ambito della Società (i) un'area *investor relations*, attualmente collocata all'interno della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo e (ii) un'area preposta a dialogare con la generalità degli azionisti in seno alla Funzione Affari Legali e Societari.

Inoltre si è ritenuto di favorire ulteriormente il dialogo con gli investitori attraverso un adeguato allestimento dei contenuti del sito internet della Società (www.enel.com, sezione investitori), all'interno del quale possono essere reperite sia informazioni di carattere economico-finanziario (bilanci, relazioni semestrali e trimestrali, presentazioni alla comunità finanziaria, stime degli analisti e andamento delle contrattazioni di Borsa concernenti le azioni emesse da Enel e dalle principali società controllate quotate), sia dati e documenti aggiornati di interesse per la generalità degli azionisti (comunicati stampa, composizione degli organi sociali di Enel, relativo statuto sociale e regolamento delle Assemblee, informazioni e documenti relativi alle Assemblee, documenti in tema di *corporate governance* e Codice Etico).

Assemblee

Il richiamo contenuto nel Codice di Autodisciplina a considerare l'Assemblea quale importante occasione di confronto tra azionisti e Consiglio di Amministrazione (pur in presenza di un'ampia diversificazione delle modalità di comunicazione delle società con azioni quotate con i propri soci, gli investitori istituzionali e il mercato) è stato attentamente valutato e pienamente condiviso dalla Società, che ha ritenuto opportuno, oltre ad assicurare la regolare partecipazione dei propri Amministratori ai lavori assembleari, adottare specifiche misure intese a valorizzare adeguatamente l'istituto assembleare; si fa riferimento in particolare alla clausola statutaria intesa ad agevolare la raccolta delle deleghe di voto presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate e a favorire quindi il relativo coinvolgimento nei processi decisionali assembleari (clausola più approfonditamente descritta nella prima sezione del documento, *sub* "Assetti proprietari" - "Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismi di esercizio dei diritti di voto").

La disciplina concernente il funzionamento delle Assemblee di società con azioni quotate, contenuta nel codice civile, nel Testo Unico della Finanza e nella disciplina di attuazione dettata dalla CONSOB, ha formato oggetto di significative modifiche a seguito della emanazione del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27, che ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate), nonché dei successivi correttivi approvati con decreto legislativo 18 giugno 2012, n. 91. Tali provvedimenti sono intervenuti, tra l'altro, sui profili concernenti i termini di convocazione delle Assemblee, il numero di adunanze, i *quorum*, l'esercizio dei diritti di convocazione e integrazione dell'ordine del giorno da parte delle minoranze azionarie, l'informativa pre-assembleare, la rappresentanza in Assemblea, l'identificazione dei soci, l'introduzione della c.d. "*record date*" ai fini del riconoscimento della legittimazione all'intervento e al voto in Assemblea.

Alcune tra le novità più significative introdotte dai decreti legislativi n. 27/2010 e n. 91/2012 sono appresso sinteticamente illustrate, unitamente ad alcune clausole dello statuto di Enel dedicate allo svolgimento delle Assemblee.

Si ricorda preliminarmente che l'Assemblea degli Azionisti è 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.

In base a quanto disposto dallo statuto di Enel, le Assemblee ordinarie e straordinarie si svolgono in unica convocazione, si costituiscono e deliberano con le maggioranze di legge e si tengono, di regola, nel comune dove ha sede la Società, salva diversa deliberazione del Consiglio di Amministrazione e purché in Italia. L'Assemblea ordinaria deve essere convocata almeno una volta l'anno, entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, per l'approvazione del bilancio.

Il Testo Unico della Finanza prevede che la legittimazione all'intervento in Assemblea e all'esercizio del diritto di voto debba essere attestata mediante una comunicazione in favore del soggetto cui spetta il diritto di voto, inviata all'emittente da parte dell'intermediario e rilasciata sulla base delle evidenze contabili relative alla fine del settimo giorno di mercato aperto precedente la data fissata per l'Assemblea (c.d. "record date").

Coloro cui spetta il diritto di voto possono porre domande sulle materie all'ordine del giorno anche prima dell'Assemblea, entro il termine indicato nell'avviso di convocazione; a esse viene data risposta al più tardi durante lo svolgimento dei lavori assembleari.

Gli azionisti possono notificare le proprie deleghe alla Società anche in via elettronica, mediante invio nell'apposita sezione del sito internet indicata nell'avviso di convocazione. Essi possono inoltre farsi rappresentare in Assemblea anche da un rappresentante in conflitto di interessi, a condizione che quest'ultimo abbia comunicato per iscritto al socio le circostanze da cui tale conflitto deriva e purché vi siano specifiche istruzioni di voto per ciascuna delibera in relazione alla quale il rappresentante è chiamato a votare per conto del socio stesso.

Secondo quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e consentito dallo statuto di Enel, i soci hanno altresì la facoltà di conferire a un rappresentante designato dalla Società una delega con istruzioni di voto su tutte o alcune delle materie all'ordine del giorno, da fare pervenire al soggetto interessato entro la fine del secondo giorno di mercato aperto precedente l'Assemblea; tale delega, il cui conferimento non comporta spese per il socio e avviene mediante la compilazione di un modulo elaborato dalla CONSOB, ha effetto per le sole proposte in relazione alle quali siano conferite istruzioni di voto.

In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dalla connessa disciplina attuativa dettata dalla CONSOB, lo statuto di Enel affida al Consiglio di Amministrazione il potere di prevedere, in relazione a singole Assemblee e tenuto conto dell'evoluzione e dell'affidabilità degli strumenti tecnici a disposizione, l'ammissibilità della partecipazione all'Assemblea con mezzi elettronici, individuando le relative modalità nell'avviso di convocazione.

Lo svolgimento delle riunioni assembleari, oltre che dalla legge e dallo statuto, è disciplinato da un apposito regolamento, i cui contenuti sono allineati ai modelli elaborati da alcune associazioni di categoria (Assonime e ABI) per le società con azioni quotate.

L'Assemblea è presieduta dal Presidente del Consiglio di Amministrazione o, in caso di sua assenza o impedimento, dal Vice Presidente se nominato oppure, in mancanza di entrambi, da altra persona delegata del Consiglio di Amministrazione; in difetto l'Assemblea elegge il proprio Presidente. Il Presidente è assistito da un segretario, salvo il caso in cui la redazione del verbale sia affidata a un notaio.

Il Presidente dell'Assemblea, tra l'altro, verifica la regolare costituzione dell'Assemblea, accerta l'identità e la legittimazione dei presenti, regola lo svolgimento dei lavori e accerta i risultati delle votazioni.

Le deliberazioni dell'Assemblea constano dal verbale sottoscritto dal Presidente e dal segretario o dal notaio. I verbali delle Assemblee straordinarie devono essere redatti da un notaio.

Con riferimento al diritto di ciascun azionista di prendere la parola sugli argomenti all'ordine del giorno, il regolamento delle Assemblee prevede che il Presidente, tenuto conto dell'oggetto e della rilevanza dei singoli argomenti posti in discussione, nonché del numero dei richiedenti la parola e di eventuali domande formulate dai soci prima dell'Assemblea cui non sia già stata data risposta da parte della Società, predetermina la durata degli interventi e delle repliche – di norma non superiore a dieci minuti per gli interventi e a cinque minuti per le repliche – in modo da garantire che l'Assemblea possa concludere i propri lavori in un'unica riunione. I legittimati all'esercizio del diritto di voto possono chiedere la parola su ciascuno degli argomenti posti in discussione una sola volta, facendo osservazioni, chiedendo informazioni e formulando proposte. La richiesta di intervento può essere avanzata dal momento della costituzione dell'Assemblea e – salvo diverso termine indicato dal Presidente – fino a quando il Presidente medesimo non abbia dichiarato chiusa la discussione sull'argomento oggetto della stessa. Il Presidente e, su suo

invito, coloro che lo assistono, rispondono agli oratori al termine di tutti gli interventi ovvero dopo ciascun intervento. Coloro che hanno chiesto la parola hanno facoltà di breve replica.

Codice Etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dal Gruppo, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli *stakeholder* quanto dalla buona reputazione del Gruppo stesso (sia nei rapporti interni sia verso l'esterno), hanno ispirato la stesura del Codice Etico di Gruppo, approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società fin dal marzo 2002 (e aggiornato, da ultimo, nel febbraio 2010).

Tale Codice esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su *standard* improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*.

In particolare, il Codice Etico si articola in:

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

Modello organizzativo e gestionale

Fin dal mese di luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione della Società ha adottato 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.

Tale modello è coerente nei contenuti con quanto disposto dalle linee guida elaborate in materia da associazioni di categoria e con la *best practice* statunitense e rappresenta un ulteriore passo verso il rigore, la trasparenza e il senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno, offrendo al contempo agli azionisti adeguate garanzie di una gestione efficiente e corretta.

Il modello in questione si compone di una "parte generale" (in cui vengono descritti, tra l'altro, i contenuti del decreto legislativo n. 231/2001, gli obiettivi e il funzionamento del modello, i compiti dell'organo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e a curare il suo aggiornamento, i flussi informativi, la formazione del personale, il regime sanzionatorio) e di distinte "parti speciali", concernenti le diverse tipologie di reati previsti dal decreto legislativo n. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire.

In particolare, le "parti speciali" finora elaborate riguardano i reati contro la pubblica amministrazione, i reati societari, i reati di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico, i reati contro la personalità individuale, i reati e gli illeciti amministrativi in materia di *market abuse*, i reati di omicidio colposo e di lesioni gravi o gravissime commessi in violazione delle norme sulla tutela della salute e sicurezza sul lavoro, i reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, i delitti informatici e il trattamento illecito di dati, i delitti di criminalità organizzata e i reati ambientali.

Nel corso degli anni il modello organizzativo e gestionale ha formato oggetto di una periodica attività di aggiornamento e revisione al fine di tenere conto, principalmente (i) delle molteplici nuove fattispecie introdotte dalla legislazione speciale tra i reati "presupposto" della responsabilità di cui al decreto legislativo n. 231/2001, (ii) delle pronunce giurisprudenziali intervenute in materia, (iii) dell'esperienza applicativa maturata e dell'evoluzione della struttura organizzativa aziendale e, infine, (iv) della necessità di razionalizzare in alcuni punti il testo del modello e di coordinare tra loro le diverse "parti speciali".

Il modello adottato da Enel forma oggetto di recepimento anche da parte delle società controllate di diritto italiano, cui è attribuita la responsabilità di adattarne i contenuti

alla luce delle specifiche attività svolte.

Enel ha altresì approvato apposite "linee guida" finalizzate a rendere applicabili i princípi del modello in questione alle più significative società controllate estere del Gruppo (identificate anche in funzione della tipologia di attività svolta), allo scopo di sensibilizzare e rendere consapevoli tali società sull'importanza di assicurare condizioni di correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, nonché con l'intento di prevenire il rischio che, attraverso la commissione di condotte illecite nell'ambito delle attività svolte dalle medesime società, si possa configurare una responsabilità amministrativa ex decreto legislativo n. 231/2001 a carico di Enel e/o di altre società italiane del Gruppo.

L'organo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello e a curare il suo aggiornamento (nel prosieguo, per brevità, l'"organismo di vigilanza") è caratterizzato da una composizione collegiale; in particolare, tale organismo può essere formato da tre a cinque membri nominati dal Consiglio di Amministrazione e possono entrare a farne parte componenti sia interni sia esterni alla Società e al Gruppo, dotati di specifica competenza ed esperienza professionale (essendo in ogni caso prevista la presenza del Responsabile della Funzione *Audit* della Società). Nel corso del 2012 l'organismo di vigilanza è risultato composto da un membro esterno dotato di esperienza in materia di organizzazione aziendale (individuato nella persona di Matteo Giuliano Caroli), cui è stata affidata la presidenza dell'organismo stesso, nonché dai Responsabili delle Funzioni *Audit*, Legale e Segreteria Societaria Italia e dal segretario del Consiglio di Amministrazione di Enel, in quanto figure dotate di specifiche competenze professionali in merito all'applicazione del modello e non direttamente coinvolte in attività operative. La durata in carica dei componenti dell'organismo di vigilanza è allineata a quella del Consiglio di Amministrazione della Società e, pertanto, la relativa scadenza è fissata in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2013.

Nel corso del 2012 l'organismo di vigilanza, nel monitorare il funzionamento e l'osservanza del modello:

- ha tenuto 8 riunioni, nell'ambito delle quali si è soffermato: (i) sull'analisi, effettuata mediante il coinvolgimento del *management* di volta in volta interessato, delle principali aree di *business* dell'Azienda rilevanti ai fini del modello e sull'esame delle procedure di controllo a presidio di tali aree; (ii) sulle proposte di aggiornamento del modello stesso; (iii) sull'approvazione delle attività di monitoraggio e vigilanza per l'anno 2012;
- ha promosso l'aggiornamento del modello, con particolare riferimento alla "parte speciale" dedicata alla prevenzione dei reati ambientali;
- ha verificato lo stato di attuazione delle "linee guida" presso le principali società controllate estere;
- ha promosso iniziative formative, differenziate a seconda dei destinatari e necessarie a garantire un costante aggiornamento dei dipendenti sui contenuti del modello;
- ha riferito costantemente del proprio operato al Presidente del Consiglio di Amministrazione e all'Amministratore Delegato nonché, con cadenza periodica, al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale.

Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione"

Nel mese di giugno 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione del piano di "Tolleranza Zero alla Corruzione - TZC", al fine di sostanziare l'adesione di Enel al *Global Compact* (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI - *Partnership Against Corruption Initiative* (iniziativa sponsorizzata dal *World Economic Forum* di Davos nel 2005).

Il piano TZC integra il Codice Etico e il modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, rappresentando un approfondimento relativo al tema della corruzione inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l'implementazione dei princípi formulati in materia da *Transparency International*.

*****

Vengono di seguito allegati i profili professionali dei Consiglieri di amministrazione e dei Sindaci effettivi in carica alla data della presente relazione, unitamente a due tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni più significative contenute nella seconda sezione del documento in merito alla struttura e al funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei relativi comitati, nonché del Collegio Sindacale nel corso del 2012.

ALLEGATO 1: Biografie dei componenti il Consiglio di Amministrazione

Paolo Andrea Colombo, 52 anni, Presidente (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato a pieni voti in economia aziendale presso l'Università "Bocconi" di Milano nel 1984, presso la quale è stato dal 1989 al 2010 docente di ruolo presso la cattedra di "Contabilità e Bilancio" e dove ricopre attualmente l'incarico di professore *senior* a contratto.

Socio fondatore di Colombo & Associati, società italiana indipendente di consulenza che offre a clienti italiani e internazionali un'ampia gamma di servizi nei settori della finanza d'impresa e della consulenza aziendale.

Ha ricoperto l'incarico di consigliere di amministrazione di numerose e rilevanti società industriali e finanziarie, tra cui Eni, Saipem, Telecom Italia Mobile, Pirelli Pneumatici, Publitalia '80 (Gruppo Mediaset), RCS Quotidiani, RCS Libri, RCS Broadcast e Fila Holding (RCS Mediagroup), Sias, Interbanca e Aurora (Gruppo Unipol). Ha inoltre ricoperto la carica di presidente del collegio sindacale di Saipem, Stream e Ansaldo STS, nonché di membro del collegio sindacale di Winterthur e Credit Suisse Italy, Banca Intesa, Lottomatica, Montedison, Techint Finanziaria, HDPNet e Internazionale FC.

È attualmente consigliere di amministrazione di Mediaset e Versace, nonché presidente del collegio sindacale di GE Capital Interbanca e membro del collegio sindacale di A. Moratti Sapa e di Humanitas Mirasole.

È inoltre consigliere della Fondazione Italia-Cina, membro del consiglio direttivo e della giunta di Confindustria, membro del consiglio direttivo di Assonime, membro del Consiglio di Amministrazione di ISPI, nonché membro del consiglio per le relazioni tra Italia e Stati Uniti.

Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel dal maggio 2011.

Fulvio Conti, 65 anni, Amministratore Delegato e Direttore Generale (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è entrato nel 1969 all'interno del Gruppo Mobil, dove ha ricoperto diverse posizioni manageriali in Italia e all'estero, fino a rivestire tra il 1989 e il 1990 la carica di direttore finanziario per l'Europa. Direttore amministrazione, finanza e controllo per l'Europa della società americana Campbell nel 1991. Dopo essere stato direttore amministrazione, finanza e controllo presso la Montecatini (dal 1991 al 1993), ha ricoperto quindi il ruolo di direttore finanziario della Montedison-Compart (tra il 1993 e il 1996) con responsabilità sulla ristrutturazione finanziaria del Gruppo. Direttore generale e *chief financial officer* delle Ferrovie dello Stato tra il 1996 e il 1998, ha ricoperto importanti incarichi nelle società del Gruppo (tra cui Metropolis e Grandi Stazioni). Vice presidente di Eurofima nel 1997, tra il 1998 e il 1999 ha rivestito il ruolo di direttore generale e *chief financial officer* di Telecom Italia, ricoprendo anche in tal caso importanti incarichi nelle società del Gruppo (tra cui Finsiel, TIM, Sirti, Italtel, Meie e STET International). Dal 1999 al giugno 2005 ha ricoperto il ruolo di *chief financial officer* di Enel. Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel dal maggio 2005, attualmente ricopre anche l'incarico di consigliere di amministrazione di AON Corporation, di Barclays plc e di RCS Mediagroup. È inoltre presidente di Eurelectric, vice presidente di Endesa, vice presidente di Confindustria per il Centro Studi, nonché consigliere dell'Accademia Nazionale di Santa Cecilia e dell'Istituto Italiano di Tecnologia. Insignito di una laurea *honoris causa* in ingegneria elettrica presso l'Università di Genova (conferitagli nel 2007), è stato nominato Cavaliere del Lavoro della Repubblica Italiana nel maggio 2009 e nel dicembre dello stesso anno la Repubblica Francese gli ha riconosciuto l'onorificenza di Ufficiale della Legione d'Onore

Alessandro Banchi, 66 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato in ingegneria chimica presso l'Università di Bologna nel 1969, ha iniziato la propria attività professionale nell'industria farmaceutica nel 1971. Nel 1973 è entrato nella filiale italiana della multinazionale chimico-farmaceutica Boehringer Ingelheim, ricoprendo quindi diverse posizioni manageriali in Italia e all'estero, fino a rivestire tra il 1992 e il 1999 il ruolo di *country manager* per l'Italia. Sempre nell'ambito del Gruppo Boehringer Ingelheim ha quindi rivestito dal 2000 al 2008 la carica di Amministratore Delegato di Pharma Marketing e Vendite (che svolge le proprie attività a livello mondiale), cumulando a decorrere dal 2004 anche il ruolo di presidente (CEO) del relativo comitato esecutivo. Nel 2009 ha lasciato il Gruppo Boehringer Ingelheim per svolgere attività di consulenza in campo farmaceutico.

Ufficiale della Repubblica Italiana, ha ricoperto incarichi in as-

sociazioni di categoria, italiane ed estere, nel campo dell'industria chimica e farmaceutica; si segnalano al riguardo la carica di presidente di AESGP e di ANIFA (rispettivamente, Associazione europea e italiana delle industrie farmaceutiche dei prodotti da banco), la presenza nel consiglio direttivo di Federchimica e nella giunta di Farmindustria, nonché nel G10 presso la Commissione Europea a Bruxelles.
Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2011, attualmente ricopre anche l'incarico di presidente del *supervisory board* di Biotest AG.

Lorenzo Codogno, 53 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Ha studiato presso l'Università di Padova; ha perfezionato i propri studi negli Stati Uniti d'America conseguendo un *master* in Finanza (1986-1987) presso l'Università di Syracuse (New York). È stato vice direttore del Credito Italiano (ora UniCredit) presso l'ufficio studi. Successivamente, dal 1995 al 2006 ha lavorato presso la Bank of America, inizialmente a Milano e dal 1998 a Londra dove ha ricoperto la carica di *managing director*, economista *senior* coresponsabile dell'analisi economica in Europa. Nel 2006 è entrato al Ministero dell'Economia e delle Finanze, dove ricopre attualmente la carica di Dirigente Generale presso il Dipartimento del Tesoro ed è responsabile della Direzione Analisi e Programmazione Economico-Finanziaria. Tale Direzione cura le previsioni macroeconomiche, l'analisi congiunturale e strutturale dell'economia italiana e internazionale e l'analisi su questioni monetarie e finanziarie. Dal gennaio 2010 al dicembre 2011 è stato presidente del Comitato di Politica Economica dell'Unione Europea (organo di cui è stato vice presidente dal gennaio 2008 al dicembre 2009 e capo della delegazione italiana dal 2006) ed è stato presidente del *Lisbon Methodology Working Group* dal novembre 2006 al gennaio 2010. Dal gennaio 2013 è presidente del *Working Party* 1 dell'OCSE (di cui è stato vice presidente dall'ottobre 2007 e capo della delegazione italiana dal 2006). È anche delegato italiano presso il Comitato di Politica Economica dell'OCSE. È inoltre autore di numerose pubblicazioni scientifiche e di articoli sulla stampa specializzata. Prima di lavorare al Ministero è stato anche commentatore economico sui principali *network* economico-finanziari internazionali. È stato consigliere d'amministrazione di MTS (società mercato per la trattazione di titoli obbligazionari, ora parte del gruppo London Stock Exchange) dal 1999 al 2003 ed è attualmente membro del comitato scientifico della "Fondazione Masi" (dall'aprile 2009) e membro del consiglio di amministrazione della "Fondazione universitaria economia Tor Vergata CEIS" (dal novembre 2009).
Consigliere di amministrazione di Enel dal giugno 2008.

Mauro Miccio, 57 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato a pieni voti in giurisprudenza presso l'Università "La Sapienza" di Roma nel 1978, ha iniziato la propria attività professionale nel gruppo editoriale Abete ricoprendo l'incarico di consigliere delegato per l'area editoriale (1981) e di Amministratore Delegato dell'agenzia di stampa ASCA. È stato consigliere di amministrazione dell'Ente Cinema (oggi Cinecittà Luce) dal 1993 al 1996, nonché presidente di Cinecittà Multiplex, consigliere di amministrazione di Rai dal 1994 al 1996 e di Acea dal 2000 al 2002. Inoltre, ha ricoperto l'incarico di consigliere delegato della AS Roma dal 1997 al 2000 e di Amministratore Delegato della Rugby Roma dal 1999 al 2000, dell'Agenzia per la Moda dal 1998 al 2001 e di Eur SpA dal 2003 al 2009.
Già presidente della FERPI (Federazione Relazioni Pubbliche), dell'ICI (Interassociazione della Comunicazione di Impresa), della Lega Nazionale Rugby e del comitato organizzatore della "*Baseball World Cup* 2009", è stato anche vice presidente della *European Rugby League*. È stato più volte membro del Consiglio Superiore delle Comunicazioni presso il Ministero delle Comunicazioni e consulente dell'AGCOM, con la quale ha collaborato a predisporre il piano di ripartizione delle frequenze per il digitale terrestre. Ha rivestito e riveste incarichi di rilievo all'interno del sistema Confindustria, è consigliere delegato di Assoimmobiliare, è membro del comitato direttivo dell'associazione "S.O.S. - il Telefono Azzurro onlus" e della "Fondazione San Matteo" per la promozione della dottrina sociale della Chiesa Cattolica e la realizzazione di opere umanitarie nei Paesi in via di sviluppo.
Docente in materie relative al settore della comunicazione presso le Università di Catania (dal 1999 al 2002) e di "Roma Tre", dove attualmente insegna Sociologia della Comunicazione, collabora inoltre con altre facoltà universitarie di scienze della comunicazione e con varie testate giornalistiche come esperto di comunicazione e di *marketing* ed è autore di numerose pubblicazioni in materia. Attualmente è consigliere di amministrazione di Sipra.
Già Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002 al maggio 2005, ricopre nuovamente tale incarico dal maggio 2011.

Fernando Napolitano, 48 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio nel 1987 presso l'Università di Napoli, ha quindi perfezionato i propri studi negli Stati Uniti, conseguendo dapprima un *master* in scienza del *management* presso la Brooklyn Polytechnic University e successivamente l'*advanced management program* presso la Harvard Business School. Ha iniziato la propria attività professionale operando nelle divisioni *marketing* dapprima presso la Laben (Gruppo Finmeccanica) e poi presso la Procter & Gamble Italia, ed è quindi entrato a far parte nel 1990 dell'ufficio italiano della Booz Allen Hamilton (ora divenuta Booz & Company Italia), società di consulenza nel settore del *management* e della tecnologia, nell'ambito della quale è stato nominato *partner* e *vice president* nel 1998. All'interno di tale ufficio ha ricoperto il ruolo di responsabile dello sviluppo delle attività nei settori telecomunicazioni, media e aerospazio, maturando inoltre esperienze in Europa, negli Stati Uniti, in Asia e nel Medio Oriente; nell'ambito della stessa Booz & Company Italia ha altresì rivestito, fino a giugno 2011, il ruolo di Amministratore Delegato, con incarichi anche in ambito internazionale. Dal maggio 2011 è socio fondatore di *Italian Business & Investment Initiative, Why Italy Matters to the World*, organismo con sede a New York con la missione di favorire l'incontro tra le PMI italiane e gli investitori statunitensi. Dal novembre 2001 all'aprile 2006 ha fatto parte della commissione per la televisione digitale terrestre istituita presso il Ministero delle Comunicazioni e dal luglio 2002 al settembre 2006 è stato consigliere di amministrazione del CIRA (Centro Italiano Ricerche Aerospaziali). Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002, ha rivestito analogo incarico nel Consiglio di Amministrazione di Data Service (attualmente B.E.E. Team) dal maggio 2007 all'ottobre 2008.

Pedro Solbes Mira, 70 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Dopo la laurea in giurisprudenza presso l'Università Complutense di Madrid e un dottorato in scienze politiche presso tale ultimo ateneo, ha svolto studi avanzati in materia di economia europea presso l'Université Libre de Bruxelles. Ha iniziato la propria carriera politica nel 1968 come funzionario presso il Ministero dell'Economia e del Commercio spagnolo, ricoprendo quindi incarichi di prestigio presso istituzioni spagnole e comunitarie. In particolare, in Spagna dal 1986 al 1991 ha ricoperto il ruolo di Vice Ministro degli Affari Esteri con la responsabilità dei rapporti con la Comunità Europea, dal 1991 al 1993 è stato quindi Ministro dell'Agricoltura, dell'Alimentazione e della Pesca, mentre dal 1993 al 1996 e dal 2004 al 2009 è stato Ministro degli Affari Economici e Finanziari. In ambito comunitario ha rivestito dal 1999 al 2004 la carica di Commissario degli Affari Economici e Monetari. Membro del Parlamento spagnolo nel 1996 e nel 2007, ha lasciato l'incarico di parlamentare nel 2009.

È stato presidente del Supervisory Board di EFRAG (*European Financial Reporting Advisory Group*) fino al novembre 2012 ed è attualmente membro del *Conseil de Garants* di *Notre Europe Foundation*, presidente del comitato esecutivo di FRIDE (fondazione privata spagnola per i rapporti internazionali e il dialogo con l'estero) e presidente della sezione spagnola del Foro ispano-cinese.

Prima di ricoprire incarichi ministeriali, ha rivestito la carica di consigliere di amministrazione di alcune società spagnole quale rappresentante del socio pubblico. Attualmente è consigliere di amministrazione di Barclays Bank España.

Riveste la carica di Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2011.

Angelo Taraborrelli, 64 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato a pieni voti in giurisprudenza nel 1971 presso l'Università di Siena, ha quindi conseguito un *master* in economia degli idrocarburi presso la Scuola Superiore degli Idrocarburi "Enrico Mattei".

Ha iniziato la propria attività professionale nel 1973 nell'Eni, dove ha successivamente ricoperto diverse posizioni manageriali, fino a rivestire nel 1992 la carica di direttore pianificazione e controllo di Saipem. Ha quindi svolto presso la capogruppo dapprima (nel 1996) le funzioni di vice direttore per il controllo strategico e lo sviluppo *Up-stream* e Gas e, quindi (nel 1998), quelle di vice direttore della pianificazione e del controllo industriale. Successivamente ha rivestito la carica di vice presidente di Snamprogetti (dal 2001 al 2002) e di Amministratore Delegato per le attività commerciali di AgipPetroli (2002). Dall'inizio del 2003, a seguito della incorporazione di tale ultima società nella capogruppo, ha assunto l'incarico di vice direttore generale per il *marketing* presso la Divisione *Refining & Marketing*. Dal 2004 al 2007 è stato direttore generale dell'Eni con la responsabilità della Divisione *Refining & Marketing*. Fino a settembre 2007 è stato consigliere di amministrazione di Galp (compagnia petrolifera portoghese), vice presidente dell'Unione Petrolifera (associazione delle compagnie pe-

trolifere operanti in Italia), consigliere di amministrazione di Eni Foundation e presidente del Consiglio di Amministrazione di Eni Trading & Shipping. Dal 2007 al 2009 ha rivestito la carica di Amministratore Delegato e direttore generale di Syndial, società dell'Eni che opera nei campi della chimica e degli interventi ambientali.
Nel 2009 ha lasciato l'Eni per svolgere attività di consulenza in campo petrolifero; è stato quindi nominato *distinguished associate* della Energy Market Consultants (società di consulenza in campo petrolifero con sede a Londra) nel 2010.
Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2011.

Gianfranco Tosi, 65 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).
Laureato in ingegneria meccanica nel 1971 presso il Politecnico di Milano, a partire dal 1972 ha svolto diversi incarichi in ambito universitario presso lo stesso Politecnico, fino a ricoprire nel 1982 la cattedra di tecnologia dei metalli e svolgendo quindi dal 1992 anche il corso di tecnologia dei materiali metallici (unitamente ad analogo incarico presso l'Università di Lecco). Autore di oltre 60 pubblicazioni, ha svolto un'ampia attività scientifica. Componente di alcuni consigli di amministrazione di società e consorzi, ha ricoperto anche incarichi associativi, tra cui la vice presidenza del Gruppo Giovani Federlombarda (con funzioni di delegato regionale presso il Comitato Centrale Giovani Imprenditori istituito nell'ambito della Confindustria) e la carica di membro della giunta dell'Unione Imprenditori della Provincia di Varese. Dal dicembre 1993 al maggio 2002 ha rivestito il ruolo di sindaco della città di Busto Arsizio. Presidente del Centro della Cultura Lombarda istituito dalla Regione Lombardia per la tutela e lo sviluppo della cultura locale, è iscritto inoltre all'Ordine dei giornalisti pubblicisti. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002.

ALLEGATO 2: Biografie dei componenti il Collegio Sindacale

Sergio Duca, 65 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).
Laureato a pieni voti in economia e commercio presso l'Università "Bocconi" di Milano. Dottore commercialista e revisore contabile – riconosciuto in tale ultima qualità anche dal *Department of Trade and Industry* del Regno Unito – ha maturato una vasta esperienza nell'ambito del network PricewaterhouseCoopers quale revisore di rilevanti società quotate italiane (tra cui Fiat, Telecom Italia e Sanpaolo IMI). Presidente di PricewaterhouseCoopers SpA dal 1997, per motivi statutari (raggiunti limiti di età) è uscito dalla compagine azionaria di tale società e cessato dalla carica di presidente dal mese di luglio 2007. È stato presidente del collegio sindacale della Tosetti Value SIM e consigliere di amministrazione indipendente di Sella Gestioni SGR fino al mese di aprile 2010, avendo in precedenza ricoperto tra l'altro l'incarico di membro del consiglio di indirizzo della Fondazione Edison e del comitato sviluppo della Università "Bocconi", nonché di presidente del collegio dei revisori dell'Associazione *alumni* Bocconi e di membro del collegio dei revisori dell'ANDAF (l'associazione italiana dei direttori amministrativi e finanziari). Associato di Ned Community (l'associazione italiana dei *non-executive directors*), ricopre attualmente importanti cariche in organi di amministrazione e di controllo di rilevanti società, associazioni e fondazioni italiane, rivestendo il ruolo di presidente del collegio sindacale di Exor e di Lottomatica Group, presidente del consiglio di amministrazione di Orizzonte SGR, consigliere di amministrazione indipendente di Autostrada Torino-Milano, presidente del collegio dei revisori della Fondazione Silvio Tronchetti Provera e della Compagnia di San Paolo, membro del collegio dei revisori della Fondazione Intesa Sanpaolo Onlus e dell'ISPI (Istituto per gli studi di politica internazionale), nonché dell'organismo di vigilanza di Exor istituito ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001. Presidente del Collegio Sindacale di Enel dal mese di aprile 2010.

Carlo Conte, 65 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).
Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, ha continuato a svolgere attività in ambito accademico, avendo insegnato nelle Università di Chieti (1988-1989) e LUISS Guido Carli (1989-1995). Attualmente è docente incaricato di programmazione, bilancio e controllo presso la scuola superiore della Pubblica Amministrazione e la scuola superiore dell'Economia e delle Finanze. Dottore commercialista e revisore contabile, risulta autore di svariate pubblicazioni. Nel 1967 è entrato nella Ragioneria Generale dello Stato e ha quindi svolto la propria carriera all'interno della Pubblica Amministrazione,

divenendo nel 2002 Dirigente Generale presso la stessa Ragioneria Generale, incarico dal quale è cessato per raggiunti limiti di età nel giugno 2012. Ha rappresentato l'Amministrazione di appartenenza in diverse commissioni, comitati, gruppi di studio e di lavoro, partecipando altresì ai lavori di alcuni comitati dell'OCSE in rappresentanza dell'Italia ed è stato presidente del collegio sindacale dell'INPS (dal 2002 al 2011) e dell'INAIL (dal 2011 al 2012).

Sindaco di Enel dal 2004, ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in diversi enti, organismi, società e aziende.

Gennaro Mariconda, 70 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Svolge dal 1970 la professione di notaio e dal 1977 di notaio in Roma. Dal 1995 al 2001 è stato membro del Consiglio Nazionale del Notariato, di cui è stato presidente dal 1998 al 2001. Nell'ambito dell'attività notarile ha preso parte ai più importanti processi di ristrutturazione, trasformazione e concentrazione di aziende bancarie e industriali italiane, quali Banca di Roma, Medio Credito Centrale, Capitalia, IMI-San Paolo, Beni Stabili, Autostrade. Dal 1966 ha svolto incarichi di insegnamento presso diverse università italiane ed è *past* professore ordinario di diritto civile presso la Facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Cassino. Ha ricoperto la carica di consigliere di amministrazione di RCS Editori e di Beni Stabili, nonché dell'Istituto Regionale di Studi Giuridici Arturo Carlo Jemolo. È attualmente sindaco di Salini Costruttori SpA, nonché membro del comitato scientifico della rivista "Notariato" e della "Rivista dell'esecuzione forzata".

Sindaco di Enel dal 2007, è autore di numerose pubblicazioni in materia giuridica – specialmente nel campo del diritto civile e del diritto commerciale – nonché di articoli, interviste e saggi pubblicati sui più importanti quotidiani e riviste italiani.

Tabella 1: Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati di Enel

Consiglio di Amministrazione											Comitato controllo interno		Comitato remune-razioni		Comitato parti correlate		Comitato *corporate governance*		Eventuale Comitato esecutivo
Carica	Componenti	In carica dal	In carica fino al	Lista (M/m) (*)	Esec.	Non esec.	Indip. da C.A. (*****)	Indip. da T.U.F. (******)	(****) (%)	Numero di altri incarichi (**)	(***)	(****)	(***)	(****)	(***)	(****)	(***)	(****)	
Presidente	Colombo Paolo Andrea	1/2012	12/2012	M	X				100%	2							X	100%	
AD/DG	Conti Fulvio	1/2012	12/2012	M	X				100%	3									
Consigliere	Banchi Alessandro	1/2012	12/2012	m		X	X	X	86%	1			X	100%	X	100%			
Consigliere	Codogno Lorenzo	1/2012	12/2012	M		X			93%	-	X	80%					X	71%	
Consigliere	Miccio Mauro	1/2012	12/2012	M		X	X	X	100%	-	X	100%					X	100%	Non esistente
Consigliere	Napolitano Fernando	1/2012	12/2012	M		X	X	X	100%	-			X	100%			X	86%	
Consigliere	Solbes Mira Pedro	1/2012	12/2012	m		X	X	X	100%	1			X	100%	X	100%			
Consigliere	Taraborrelli Angelo	1/2012	12/2012	m		X	X	X	100%	-	X	100%			X	100%			
Consigliere	Tosi Gianfranco	1/2012	12/2012	M		X	X	X	100%	-	X	100%			X	100%			

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione: 0,5% del capitale sociale

Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2012	**CdA: 14**	**Comitato controllo interno: 15**	**Comitato remunerazioni: 6**	**Comitato parti correlate: 1**	**Comitato *corporate governance*: 7**

NOTE

(*) In questa colonna è indicato M/m a seconda che il Consigliere di amministrazione sia stato tratto dalla lista votata dalla maggioranza (M) o da una minoranza (m) degli azionisti presenti in Assemblea.

(**) In questa colonna è indicato il numero di incarichi ricoperti dal soggetto interessato negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, individuate in base alla *policy* formulata al riguardo dal Consiglio di Amministrazione. A tale riguardo si segnala che alla data della presente relazione i Consiglieri di amministrazione di Enel in carica rivestono i seguenti incarichi da ritenersi rilevanti a tale fine:

1) Alessandro Banchi: presidente del *supervisory board* di Biotest AG.;
2) Paolo Andrea Colombo: consigliere di amministrazione di Mediaset SpA e presidente del collegio sindacale di GE Capital Interbanca SpA;
3) Fulvio Conti: consigliere di amministrazione di AON Corporation, di Barclays Plc. e di RCS Mediagroup SpA;
4) Pedro Solbes Mira: consigliere di amministrazione di Barclays Espana SA.

(***) In queste colonne è indicata con una "X" l'appartenenza di ciascun Amministratore ai Comitati.

(****) In queste colonne sono indicate le percentuali di partecipazione di ciascun Amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati. Tutti i casi di assenza sono stati adeguatamente giustificati.

(*****) In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza indicati nell'art. 3 del Codice di Autodisciplina delle società quotate. In particolare, in base a quanto indicato nel criterio applicativo 3.C.1 del Codice di Autodisciplina, un amministratore dovrebbe di norma ritenersi privo dei requisiti di indipendenza nelle seguenti ipotesi:

a) se, direttamente o indirettamente, anche attraverso società controllate, fiduciari o interposta persona, controlla l'emittente o è in grado di esercitare su di esso un'influenza notevole, o partecipa a un patto parasociale attraverso il quale uno o più soggetti possono esercitare il controllo o un'influenza notevole sull'emittente;
b) se è, o è stato nei precedenti tre esercizi, un esponente di rilievo [2] dell'emittente, di una sua controllata avente rilevanza strategica o di una società sottoposta a comune controllo con l'emittente, ovvero di una società o di un ente che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente o è in grado di esercitare sullo stesso un'influenza notevole;

(2) Si segnala che, in base a quanto disposto dal criterio applicativo 3.C.2 del Codice di Autodisciplina, sono da considerarsi "esponenti di rilievo" di una società o di un ente (anche ai fini di quanto indicato nelle ulteriori lettere del criterio applicativo 3.C.1): il presidente dell'ente, il presidente del consiglio di amministrazione, gli amministratori esecutivi e i dirigenti con responsabilità strategiche della società o dell'ente considerato.

c) se, direttamente o indirettamente (per esempio attraverso società controllate o delle quali sia esponente di rilievo, ovvero in qualità di *partner* di uno studio professionale o di una società di consulenza), ha, o ha avuto nell'esercizio precedente, una significativa relazione commerciale, finanziaria o professionale:
   - con l'emittente, con una sua controllata, o con alcuno dei relativi esponenti di rilievo;
   - con un soggetto che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente, ovvero – trattandosi di società o ente – con i relativi esponenti di rilievo;

   ovvero è, o è stato nei precedenti tre esercizi, lavoratore dipendente di uno dei predetti soggetti.
   A tale riguardo il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2010, ha individuato i seguenti parametri quantitativi applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale da ultimo indicati:
   - rapporti di natura commerciale o finanziaria: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili alla stessa tipologia di rapporti contrattuali;
   - prestazioni professionali: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 2,5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili a incarichi di natura similare.

   Il superamento di tali parametri dovrebbe precludere in linea di principio – salva la ricorrenza di specifiche circostanze, da valutare in concreto – la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina in capo all'Amministratore non esecutivo cui trovano applicazione;
d) se riceve, o ha ricevuto nei precedenti tre esercizi, dall'emittente o da una società controllata o controllante, una significativa remunerazione aggiuntiva rispetto all'emolumento "fisso" di Amministratore non esecutivo dell'emittente e al compenso per la partecipazione ai comitati con funzioni consultive e propositive costituiti nell'ambito del Consiglio di Amministrazione, anche sotto forma di partecipazione a piani di incentivazione legati alla *performance* aziendale, anche a base azionaria,
e) se è stato Amministratore dell'emittente per più di nove anni negli ultimi dodici anni;
f) se riveste la carica di Amministratore esecutivo in un'altra società nella quale un Amministratore esecutivo dell'emittente abbia un incarico di Amministratore;
g) se è socio o Amministratore di una società o di un'entità appartenente alla rete della società incaricata della revisione contabile dell'emittente;
h) se è uno stretto familiare [3] di una persona che si trovi in una delle situazioni di cui ai precedenti punti.

(******) In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza previsti per i Sindaci di società con azioni quotate dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza, richiamato per quanto riguarda gli Amministratori dall'art. 147 *ter*, comma 4, dello stesso Testo Unico della Finanza. In base a quanto indicato dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza non possono qualificarsi indipendenti:
a) coloro che si trovano nelle condizioni previste dall'art. 2382 del codice civile (vale a dire in stato di interdizione, inabilitazione, fallimento, o che abbiano subito una condanna a una pena che comporta l'interdizione, anche temporanea, dai pubblici uffici o l'incapacità a esercitare uffici direttivi);
b) il coniuge, i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori della Società, nonché gli Amministratori, il coniuge i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori delle società da essa controllate, delle società che la controllano e di quelle sottoposte a comune controllo;
c) coloro che sono legati alla Società ovvero alle società da essa controllate, ovvero alle società che la controllano o a quelle sottoposte a comune controllo ovvero agli Amministratori della Società e ai soggetti di cui alla precedente lettera b) da rapporti di lavoro autonomo o subordinato, ovvero da altri rapporti di natura patrimoniale o professionale che ne compromettano l'indipendenza.

Tabella 2: Struttura del Collegio Sindacale di Enel

Carica	Componenti	In carica dal	In carica fino al	Lista (M/m) (*)	(**)	Numero di incarichi (***)
Presidente	Duca Sergio	1/2012	12/2012	m	100%	5
Sindaco effettivo	Conte Carlo	1/2012	12/2012	M	94%	-
Sindaco effettivo	Mariconda Gennaro	1/2012	12/2012	M	88%	-
Sindaco supplente	Salsone Antonia Francesca	1/2012	12/2012	M	-	-
Sindaco supplente	Tutino Franco	1/2012	12/2012	m	-	-

***Quorum* richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Collegio Sindacale:** 0,5% del capitale sociale (****)

Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2012: 16

NOTE

(*) In questa colonna è indicato M/m a seconda che il Sindaco sia stato tratto dalla lista votata dalla maggioranza (M) o da una minoranza (m) degli azionisti presenti in Assemblea.

(**) In questa colonna è indicata la percentuale di partecipazione di ciascun Sindaco effettivo alle riunioni del Collegio Sindacale. Tutti i casi di assenza sono stati adeguatamente giustificati.

(***) In questa colonna è indicato il numero di incarichi che il soggetto interessato ha comunicato alla CONSOB di ricoprire negli organi di amministrazione e di controllo di società di capitali italiane. L'elenco completo degli incarichi è pubblicato dalla CONSOB sul proprio sito internet, ai sensi dell'art. 144 *quinquiesdecies* del Regolamento Emittenti CONSOB.

(****) Tale *quorum* trova applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia stato pubblicato dopo il 31 ottobre 2010. Per le Assemblee convocate fino a tale data il *quorum* in questione è risultato pari all'1% del capitale sociale.

(3) Il commento all'art. 3 del Codice di Autodisciplina afferma al riguardo che "in linea di principio, dovrebbero essere giudicati come non indipendenti i genitori, i figli, il coniuge non legalmente separato, il convivente *more uxorio* e i familiari conviventi di una persona che non potrebbe essere considerata amministratore indipendente".

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2012, 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 2012 e il 31 dicembre 2012.

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. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
   b. dalla valutazione del sistema di controllo interno non sono emersi aspetti di rilievo.

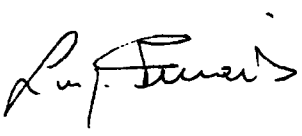
3. Si attesta inoltre che il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2012:
   a. è redatto in conformità ai princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   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 correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2012 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, 12 marzo 2013

Fulvio Conti
Amministratore Delegato di Enel SpA

Luigi Ferraris
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel SpA



Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2012 del Gruppo Enel

ERNST & YOUNG

Reconta Ernst & Young S.p.A
Via Po, 32
00198 Roma

Tel. (+39) 06 324751
Fax (+39) 06 32475504
www.ey.com

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 2012. 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 2011. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente ed allo stato patrimoniale al 1 gennaio 2011, che deriva dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2010, rispetto ai dati precedentemente presentati ed assoggettati a revisione contabile rispettivamente da noi e da altro revisore, sui quali sono state emesse le relative relazioni di revisione in data 6 aprile 2012 ed in data 6 aprile 2011. 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 2012.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2012 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 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 2012.

Roma, 4 aprile 2013

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Socio)

PAGINA BIANCA

Bilancio consolidato

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note				
		2012		2011 *restated* [1]	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	8.a	**82.699**	*7.217*	77.573	*7.455*
Altri ricavi e proventi	8.b	**2.190**	*46*	1.941	*208*
	[*Subtotale*]	**84.889**		**79.514**	
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	9.a	**46.130**	*9.971*	42.901	*9.970*
Servizi	9.b	**15.738**	*2.298*	14.440	*2.287*
Costo del personale	9.c	**4.860**		4.296	
Ammortamenti e perdite di valore	9.d	**9.003**		6.327	
Altri costi operativi	9.e	**3.208**	*39*	2.255	*26*
Costi per lavori interni capitalizzati	9.f	**(1.747)**		(1.711)	
	[*Subtotale*]	**77.192**		**68.508**	
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	10	**38**	***82***	**272**	***77***
Risultato operativo		**7.735**		**11.278**	
Proventi finanziari	11	2.272	*13*	2.693	*29*
Oneri finanziari	11	5.275		5.717	7
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	**88**		96	
Risultato prima delle imposte		**4.820**		**8.350**	
Imposte	13	2.745		3.027	
Risultato delle *continuing operations*		**2.075**		**5.323**	
Risultato delle *discontinued operations*		-		-	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**2.075**		**5.323**	
Quota di interessenza del Gruppo		**865**		4.113	
Quota di interessenza di terzi		1.210		1.210	
Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	14	*0,09*		*0,44*	
Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	14	*0,09*		*0,44*	
Risultato delle continuing operations *per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo*	14	*0,09*		*0,44*	
Risultato diluito delle continuing operations *per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo*	14	*0,09*		*0,44*	

(1) Il Conto economico consolidato del 2011 è stato oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio correlati a un cambiamento nei criteri di contabilizzazione dei certificati di efficienza energetica. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note		
		2012	2011 *restated* (1)
Risultato netto dell'esercizio		**2.075**	5.323
Altre componenti di Conto economico complessivo			
Quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari		(760)	(161)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(7)	(9)
Variazione di *fair value* degli investimenti finanziari disponibili per la vendita		(416)	(61)
Differenze di cambio		73	(731)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	28	**(1.110)**	**(962)**
Utile complessivo rilevato nell'esercizio		**965**	**4.361**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		(374)	3.639
- di terzi		1.339	722

(1) Il Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio è stato oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio correlati a un cambiamento nei criteri di contabilizzazione dei certificati di efficienza energetica. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note						
ATTIVITÀ		**al 31.12.2012**		al 31.12.2011 *restated* [1]		al 01.01.2011 *restated* [1]	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	15	**83.115**		80.592		78.094	
Investimenti immobiliari		**197**		245		299	
Attività immateriali	16	**35.970**		39.049		39.535	
Attività per imposte anticipate	17	**6.305**		6.116		6.069	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	18	**1.115**		1.085		1.033	
Attività finanziarie non correnti	19	**5.518**	*74*	6.325		4.701	
Altre attività non correnti	20	**897**	*55*	512		**1.078**	
	[*Totale*]	**133.117**		**133.924**		**130.809**	
Attività correnti							
Rimanenze	21	**3.338**		3.148		*2.803*	
Crediti commerciali	22	**11.719**	*893*	11.570	*1.473*	*12.505*	*1.065*
Crediti tributari	23	**1.631**		1.251		*1.587*	
Attività finanziarie correnti	24	**9.381**	*39*	10.466	*1*	*11.922*	*69*
Altre attività correnti	25	**2.262**	*46*	2.136	*71*	*2.176*	*79*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	26	**9.891**		7.015		**5.164**	
	[*Totale*]	**38.222**		**35.586**		**36.157**	
Attività possedute per la vendita	27	**317**		381		**1.618**	
TOTALE ATTIVITÀ		**171.656**		**169.891**		**168.584**	

(1) Lo Stato patrimoniale consolidato è stato oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio correlati a un cambiamento nei criteri di contabilizzazione dei certificati di efficienza energetica. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

Milioni di euro	Note						
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2012**		al 31.12.2011 *restated* (1)		al 01.01.2011 *restated* (1)	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto del Gruppo							
Capitale sociale		**9.403**		9.403		9.403	
Altre riserve		**9.109**		10.348		10.791	
Utili e perdite accumulati (2)		**18.259**		18.899		17.690	
	[*Totale*]	**36.771**		**38.650**		**37.884**	
Interessenze di terzi		**16.387**		**15.650**		**15.877**	
Totale patrimonio netto	28	**53.158**		**54.300**		**53.761**	
Passività non correnti							
Finanziamenti a lungo termine	26	55.959		48.703		52.440	
TFR e altri benefici ai dipendenti	29	3.063		3.000		3.069	
Fondi rischi e oneri	30	8.648		8.057		9.153	
Passività per imposte differite	17	11.753		11.505		11.336	
Passività finanziarie non correnti	31	2.553		2.307		2.591	
Altre passività non correnti	32	1.151	*2*	1.313		1.244	
	[*Totale*]	**83.127**		**74.885**		**79.833**	
Passività correnti							
Finanziamenti a breve termine	26	3.970		4.799		8.209	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	26	4.057		9.672		2.999	
Debiti commerciali	33	13.903	*3.496*	12.931	*3.304*	12.373	*2.777*
Debiti per imposte sul reddito		364		671		687	
Passività finanziarie correnti	34	3.138	*1*	3.668	*2*	1.672	
Altre passività correnti	35	9.931	*39*	8.907	*15*	8.052	*13*
	[*Totale*]	**35.363**		**40.648**		**33.992**	
Passività possedute per la vendita	27	**8**		**58**		**998**	
Totale passività		**118.498**		**115.591**		**114.823**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**171.656**		**169.891**		**168.584**	

(1) Lo Stato patrimoniale consolidato è stato oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio correlati a un cambiamento nei criteri di contabilizzazione dei certificati di efficienza energetica. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

(2) Gli utili e perdite accumulati al 31 dicembre 2011 *restated* sono al netto degli acconti sul dividendo dell'esercizio pari a 940 milioni di euro.

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
Al 1° gennaio 2011	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**456**
Effetto modifica *policy* titoli di efficienza energetica	-	-	-	-	-
Al 1° gennaio 2011 *restated*	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**456**
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-
Cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	-	-	-	-	-
Operazioni su non *controlling interest*	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(336)
di cui:					
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	*(336)*
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2011 *restated*	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**120**
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	**(28)**
di cui:					
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	*(28)*
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2012	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**92**

Riserve da valutazione strumenti finanziari	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva per operazioni su *non controlling interest*	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Utili e perdite accumulati	**Patrimonio netto del Gruppo**	**Interessenze di terzi**	**Totale patrimonio netto**
80	**796**	**-**	**24**	**17.795**	**37.989**	**15.877**	**53.866**
-	-	-	-	**(105)**	**(105)**	-	**(105)**
80	**796**	**-**	**24**	**17.690**	**37.884**	**15.877**	**53.761**
-	-	-	-	(2.635)	(2.635)	(719)	**(3.354)**
-	-	-	-	(269)	(269)	(237)	**(506)**
-	(47)	-	-	-	(47)	-	**(47)**
-	-	78	-	-	78	7	**85**
(129)	-	-	(9)	4.113	3.639	722	**4.361**
(129)	-	-	*(9)*	-	*(474)*	*(488)*	***(962)***
-	-	-	-	*4.113*	*4.113*	*1.210*	***5.323***
(49)	**749**	**78**	**15**	**18.899**	**38.650**	**15.650**	**54.300**
-	-	-	-	(1.505)	**(1.505)**	**(628)**	**(2.133)**
-	-	-	-	-	-	**26**	**26**
(1.204)	-	-	**(7)**	865	**(374)**	**1.339**	**965**
(1.204)	-	-	*(7)*	-	*(1.239)*	*129*	***(1.110)***
-	-	-	-	*865*	*865*	*1.210*	***2.075***
(1.253)	**749**	**78**	**8**	**18.259**	**36.771**	**16.387**	**53.158**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2012	di cui con parti correlate	2011 *restated* [1]	di cui con parti correlate
Risultato dell'esercizio prima delle imposte		**4.820**		**8.350**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali		**3.516**		1.102	
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti		**4.899**		4.730	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)		**(66)**		417	
Accantonamenti ai fondi		**1.540**		486	
(Proventi)/Oneri finanziari		**2.404**		2.219	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		**514**		(73)	
Cash flow *da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto*		*17.627*		*17.231*	
Incremento/(Decremento) fondi		**(1.517)**		(1.749)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		**(190)**		(334)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali		**(825)**	*580*	335	*(408)*
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		1	*(117)*	560	*80*
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali		**978**	*(192)*	567	*527*
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		**1.168**	*13*	1.371	*29*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		**(3.898)**		(3.897)	*(7)*
Imposte pagate		**(2.929)**		(2.371)	
***Cash flow* da attività operativa (a)**		**10.415**		**11.713**	
Investimenti in attività materiali non correnti		**(6.522)**		(6.957)	
Investimenti in attività immateriali		**(627)**		(632)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti		**(182)**		(153)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		**388**		165	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		**355**		177	
***Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento (b)**		**(6.588)**		**(7.400)**	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	26	**13.739**		10.486	
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari		**(12.505)**		(9.427)	
Incasso (al netto degli oneri accessori) da cessione di quote azionarie senza perdita di controllo		**-**		(51)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		**(2.229)**		(3.517)	
***Cash flow* da attività di finanziamento (c)**		**(995)**		**(2.509)**	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		**29**		**(74)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		**2.861**		**1.730**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio [2]		**7.072**		5.342	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio [3]		**9.933**		7.072	

(1) Il Rendiconto finanziario consolidato è stato oggetto di *restatement* per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio correlati a un cambiamento nei criteri di contabilizzazione dei certificati di efficienza energetica. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.015 milioni di euro al 1° gennaio 2012 (5.164 milioni di euro al 1° gennaio 2011), "Titoli a breve" pari a 52 milioni di euro al 1° gennaio 2012 (95 milioni di euro al 1° gennaio 2011) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 5 milioni di euro al 1° gennaio 2012 (83 milioni di euro al 1° gennaio 2011).

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.891 milioni di euro al 31 dicembre 2012 (7.015 milioni di euro al 31 dicembre 2011), "Titoli a breve" pari a 42 milioni di euro al 31 dicembre 2012 (52 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 0 milioni di euro al 31 dicembre 2012 (5 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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 2012 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 12 marzo 2013.

Conformità agli IFRS/IAS

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 è stato predisposto in conformità ai princípi 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 princípi 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 dodici 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.

2

Princípi 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 esercizi 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 princípi 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, quale 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/riduzioni 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 e delle attività destinate alla dismissione 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 16.

Nel caso di attività destinate alla dismissione le valutazioni non sono effettuate secondo logiche di determinazione del valore basate sull'utilizzo di tali beni, bensì sull'ammontare ritenuto recuperabile attraverso la loro alienazione, tenuto conto anche delle offerte già raccolte da terze parti interessate all'acquisto.

Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subíto una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e cessione futura, a seconda di 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 immobilizzate 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 n. 134/2012 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 italiane 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 indíce una gara a evidenza pubblica per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da 20 fino a un massimo di 30 anni.

Al fine di garantire la continuità gestionale, la legge di cui sopra ha altresì stabilito 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 n. 1775/1933), il corrispettivo sarà determinato 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 della misura del'ordinario degrado;
- per i beni materiali diversi dai precedenti, il corrispettivo sarà determinato sulla base del valore di mercato, inteso come valore di ricostruzione a nuovo, diminuito della 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 princípi cui rimangono associate alcune 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 subíto 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 cui poter fare riferimento poiché la norma non ha ancora trovato applicazione.

In ragione dei suddetti elementi di indeterminatezza, il *management* ha ritenuto di non poter procedere a una stima ragionevole e affidabile del valore residuo.

Questa modifica normativa, la cui applicazione impone comunque al concessionario subentrante di riconoscere un corrispettivo al concessionario uscente, ha indotto il *management* a riconsiderare il periodo di ammortamento dei

beni definiti come gratuitamente devolvibili prima della legge n. 134/2012 (fino allo scorso esercizio, 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.

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2012 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 verrebbe 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 analoga 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.

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 strumenti finanziari, 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 aggregazioni aziendali. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai princípi 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 con-

solidato 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* 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 a seguito della stretta interdipendenza dei relativi flussi di cassa, anche in ragione delle similarità geografiche, culturali e sociali dei Paesi e mercati in cui operano, di aspetti tecnici, regolatori e di *performance* gestionali. 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 *operation* 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 consolidate integralmente nel presente bilancio il cui controllo non deriva dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, il *management* ha analizzato gli accordi con gli altri investitori al fine di acclarare se questi garantiscano al Gruppo il predetto potere di indirizzo strategico, pur essendo in possesso di una quota di minoranza dei diritti di voto. In tale processo valutativo, il *management* ha tenuto conto anche dei diritti di voto potenziali (*call option*, *warrant* ecc.), al fine di valutarne la pronta esercitabilità alla data di riferimento. 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, così come meglio dettagliato nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2012" al presente bilancio.

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 regolamenta 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.

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 i Fondi pensione FOPEN e Fondenel, i Sindaci effettivi 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 potenziali effettivamente esercitabili o convertibili. I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

L'acquisto di ulteriori quote di partecipazione in società controllate e la vendita di quote di partecipazione che non implicano la perdita del controllo sono considerati transazioni tra azionisti; in quanto tali, gli effetti contabili delle predette operazioni sono rilevati direttamente nel patrimonio netto di Gruppo.

La cessione di quote di controllo comporta, invece, la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione e degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value*, alla data della cessione, dell'eventuale partecipazione residua.

Società collegate

Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali il Gruppo ha un'influenza notevole. Nel valutare l'esistenza dell'influenza notevole si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili.

Tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo di acquisto allocando l'eventuale differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza nel *fair value* netto delle attività, delle passività e delle passività potenziali identificabili della collegata in modo analogo a quanto previsto per le aggregazioni di imprese e successivamente sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Gli utili o le perdite di pertinenza del Gruppo sono rilevati nel Bilancio consolidato dalla data in cui l'influenza notevole è stata acquisita e fino alla data in cui tale influenza cessa di esistere.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

La cessione di quote di partecipazione che implica la perdita dell'influenza notevole, comporta la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione, nonché degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value* alla data della cessione dell'eventuale partecipazione residua.

Società a controllo congiunto

Per società a controllo congiunto (*joint venture*) si intendono tutte le società nelle quali il Gruppo esercita un controllo sull'attività economica congiuntamente con altre entità. Tali partecipazioni sono consolidate con il metodo proporzionale rilevando, linea per linea, le attività, le passività, i ricavi e i costi in misura proporzionale alla quota di pertinenza del Gruppo, dalla data in cui ha inizio il control-

lo 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	Enel	Hydro Dolomiti RusEnergoSbyt	Nuclenor	Atacama	Tejo
			al 31.12.2012		
Percentuale di consolidamento	49,0%	49,5%	50,0%	50,0%	38,9%
Attività non correnti	307	53	18	222	180
Attività correnti	20	126	102	87	57
Passività non correnti	87	1	104	34	141
Passività correnti	30	82	14	39	44
Ricavi	120	1.409	95	99	92
Costi	85	1.279	147	62	80

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 2012 sono elaborati in accordo con i princípi contabili adottati dalla Capogruppo.

Tutti i saldi e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili o perdite non realizzati derivanti da operazioni intervenute tra società del Gruppo, sono eliminati al netto del relativo effetto fiscale teorico. Gli utili e le perdite non realizzati con società collegate e *joint venture* sono eliminati per la quota di pertinenza del Gruppo.

In entrambi i casi, le perdite non realizzate sono eliminate a eccezione del caso in cui esse siano rappresentative di perdite di valore.

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al *fair value* sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.

Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta di presentazione del Bilancio consolidato.

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 princípi contabili (31 dicembre 2003).
Le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, sono state rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004).
In particolare, dette aggregazioni sono state rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (*purchase method*), ove il costo di acquisto è pari al *fair value* alla data di scambio delle attività cedute, delle passività sostenute o assunte, più i costi direttamente attribuibili all'acquisizione. Tale costo è stato allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi *fair value*. L'eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al *fair value* della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è stata contabilizzata come avviamento o, se negativa, rilevata a Conto economico. Nel caso in cui i *fair value* delle attività, delle passività e delle passività potenziali potessero determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è stata rilevata utilizzando tali valori provvisori. L'ammontare delle partecipazioni di minoranza è stato determinato in proporzione alla quota di partecipazione detenuta dai terzi nelle attività nette. Nelle aggregazioni aziendali realizzate in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le rettifiche ai *fair value* relativi agli attivi netti precedentemente posseduti dall'acquirente sono state riflesse a patrimonio netto. Le eventuali rettifiche derivanti dal completamento del processo di valutazione sono state rilevate entro 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 aggregazione 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 acquisite, 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.

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 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 sono 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 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 rilevando l'eventuale plusvalenza o minusvalenza.

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.

	Vita utile
Fabbricati civili	10-61 anni
Centrali idroelettriche (1)	35-65 anni
Centrali termoelettriche (1)	25-60 anni
Centrali nucleari	15-40 anni
Centrali geotermoelettriche	10-30 anni
Centrali con fonti energetiche alternative	11-40 anni
Linee di trasporto	15-50 anni
Impianti di distribuzione	14-40 anni
Contatori	6-18 anni

(1) A esclusione dei beni gratuitamente devolvibili che sono ammortizzati lungo il periodo di durata della concessione, se inferiore alla vita utile.

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 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. Maggiori informazioni relativamente agli accordi di *leasing* del Gruppo sono contenuti nella successiva Nota 15.

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 di energia termoelettrica. Per gli impianti ubicati in Italia, la scadenza della concessione è fissata, rispettivamente, 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 allo scorso anno, 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 pertanto commisurati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile residua del bene.

A seguito delle novità 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 paragrafo "Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana", 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, determinati nel caso di fabbricati in ragione di una vita utile di 40 anni, e di eventuali perdite di valore.

Le perdite di valore sono determinate secondo i criteri successivamente illustrati.

Il *fair value* degli investimenti immobiliari detenuti è determinato in considerazione dello stato dei singoli *asset*, proiettando, in ragione della *performance* del mercato immobiliare e del presumibile andamento del valore degli *asset* stessi, le valutazioni relative all'esercizio precedente. Il *fair value* degli investimenti immobiliari iscritti in bilancio al 31 dicembre 2012, determinato sulla base di perizie effettuate da esperti indipendenti, è pari a 225 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 16. L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate è incluso nel valore di carico di tali società.

Perdite di valore delle attività

Le attività materiali (immobili, impianti e macchinari) e immateriali sono analizzate, almeno una volta l'anno, al fine di verificare l'esistenza di indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore. Qualora esistano tali indicatori, si procede, per ogni attività interessata, alla stima del relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto dei costi accessori di vendita, e il valore d'uso.

Per quest'ultimo si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati per l'attività oggetto di valutazione. Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività. Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla *cash generating unit* cui tale attività appartiene.

Qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della relativa *cash generating unit* cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile, è riconosciuta a Conto economico una perdita di valore.

Le perdite di valore di *cash generating unit* sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito alla stessa e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile.

Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, nei limiti del valore netto di carico che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e se fossero stati effettuati i relativi ammortamenti.

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

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 generation unit*, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di *trading* che sono valutate al valore di mercato (*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.

Relativamente alle quote per diritti di emissione di CO_2, le rimanenze sono segregate tra il portafoglio destinato al *trading* e quello destinato alla *compliance* degli obblighi di emissione dei gas a effetto serra. 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 *commodity* 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 del Gruppo di mantenerli sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al *fair value*, rilevato alla "data di negoziazione", inclusivo degli eventuali costi di transazione; successivamente, sono valutate al costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo, al netto di eventuali perdite di valore.

Tali perdite di valore sono determinate come differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario. In caso di attività finanziarie rinegoziate, le perdite di valore sono determinate utilizzando il tasso di interesse effettivo originario prima della modifica delle condizioni.

Finanziamenti e crediti

Rientrano in questa categoria i crediti (finanziari e commerciali), ivi inclusi i titoli di debito, non derivati, non quotati in mercati attivi, con pagamenti fissi o determinabili e per cui non vi sia l'intento predeterminato di successiva vendita.

Tali attività sono, inizialmente, rilevate al *fair value*, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, rettificato per eventuali perdite di valore. Tali riduzioni di valore sono determinate come differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse effettivo originario. In caso di attività finanziarie rinegoziate, le perdite di valore sono determinate utilizzando il tasso di interesse effettivo originario prima della modifica delle condizioni.

I crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

Attività finanziarie disponibili per la vendita

Sono classificati nelle "attività finanziarie disponibili per la vendita" i titoli di debito quotati non classificati come detenuti fino a scadenza, le partecipazioni in altre imprese (se non classificate come "attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione a Conto economico") e le attività finanziarie non classificabili in altre categorie. Tali strumenti sono valutati al *fair value* con contropartita il patrimonio netto.

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

Qualora sussistano evidenze oggettive che i predetti strumenti abbiano subíto 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 subíto 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.

Si precisa che, anche ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Debiti commerciali

I debiti commerciali sono inizialmente iscritti al *fair value* e successivamente valutati al costo ammortizzato. I debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

Passività finanziarie

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte quando la Società diviene parte nelle clausole contrattuali dello strumento e valutate inizialmente al *fair value* rettificato dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Strumenti finanziari derivati

I derivati sono rilevati al *fair value* e sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, rispetta i limiti previsti dallo IAS 39.

Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione del *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura (*fair value hedge*), le variazioni del fair value dello strumento di copertura sono imputate a Conto economico; coerentemente, gli adeguamenti al *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura sono anch'essi rilevati a Conto economico.

Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi degli elementi coperti (*cash flow hedge*), le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace, e sono rilevate a Conto economico solo quando, con riferimento alla posta coperta, si manifesta la variazione dei flussi di cassa da compensare.

La porzione di *fair value* dello strumento di copertura che non soddisfa la condizione per essere qualificata come efficace è rilevata a Conto economico.

Le variazioni del *fair value* dei derivati di negoziazione e di quelli che non soddisfano più le condizioni per essere qualificati come di copertura ai sensi dello IAS 39 sono rilevate a Conto economico.

La rilevazione di tali strumenti è effettuata alla data di negoziazione.

I contratti finanziari e non finanziari (che già non siano valutati a *fair value*) sono altresì analizzati per identificare l'esistenza di derivati "impliciti" (*embedded derivative*) che

sono scorporati e valutati al *fair value*. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

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.

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.

Gerarchia del *fair value* secondo l'IFRS 7

Le attività e passività finanziarie valutate al *fair value* sono classificate nei tre livelli gerarchici di seguito descritti, in base alla rilevanza delle informazioni (*input*) utilizzate nella determinazione del *fair value* stesso.

In particolare:

- livello 1: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche;
- livello 2: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di *input* diversi da prezzi quotati di cui al livello 1, ma che, per tali attività/passività, sono osservabili direttamente o indirettamente sul mercato;
- livello 3: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di dati di mercato non osservabili.

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 alla passività per piani a benefici definiti, gli utili o le perdite attuariali cumulati al termine del precedente esercizio superiori al 10% del maggiore tra il valore attuale dell'obbligazione a benefici definiti e il *fair value* delle attività a servizio del piano a tale data, sono rilevati nel Conto economico lungo la rimanente vita lavorativa media prevista dei dipendenti partecipanti al piano. Se inferiori, essi non sono rilevati.

Qualora la Società si sia impegnata in modo comprovabile e senza realistiche possibilità di recesso, con un dettagliato piano formale, alla conclusione anticipata del rapporto di lavoro, ossia prima del raggiungimento dei requisiti per il pensionamento, i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro sono rilevati come costo e sono valutati sulla base del numero di

dipendenti che si prevede accetteranno l'offerta.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti esistente o di introduzione di un nuovo piano a benefici definiti, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (*past service cost*) è rilevato immediatamente a Conto economico se i benefici derivanti dalla modifica o dall'introduzione sono già acquisiti, oppure a quote costanti lungo un periodo medio fino al momento in cui i benefici sono acquisiti.

In caso di modifica o introduzione di altri benefici a lungo termine, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate è rilevato immediatamente a Conto economico nella sua interezza.

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*, alla data di assegnazione, 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 voce di patrimonio netto, 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. Se 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 at-

tività 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. Sono qualificabili come tali gli incentivi accordati al Gruppo a fronte della produzione di energia effettuata con impianti che utilizzano risorse rinnovabili. Questi incentivi, fra essi i certificati verdi, sono rilevati sulla base della produzione effettuata e valorizzati al *fair value*.

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 riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti in vigore o sostanzialmente in vigore alla data di riferimento.

Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate viene riesaminata a ogni chiusura di esercizio.

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 patrimoniale. Tale circostanza si verifica solo quando la vendita è altamente probabile e le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono disponibili, nella loro attuale condizione, per la vendita immediata.

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita sono dapprima rilevate in conformità allo specifico IFRS-EU di riferimento applicabile a ciascuna attività o passività e, successivamente, sono rilevate al minore tra il valore contabile e il relativo *fair value*, al netto dei costi di vendita. Eventuali successive perdite di valore sono rilevate direttamente a rettifica delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita con contropartita a Conto economico. I corrispondenti valori patrimoniali dell'esercizio precedente non sono riclassificati.

Un'attività operativa cessata (*discontinued operation*) rappresenta una parte dell'impresa che è stata dismessa o classificata come posseduta per la vendita, e:

- rappresenta un importante ramo di attività o area geografica di attività;
- è parte di un piano coordinato di dismissione di un importante ramo di attività o area geografica di attività; o
- è una società controllata acquisita esclusivamente allo scopo di essere rivenduta.

I risultati delle attività operative cessate – siano esse dismesse oppure classificate come possedute per la vendita e in corso di dismissione – sono esposti separatamente nel Conto economico, al netto degli effetti fiscali. I corrispondenti valori relativi all'esercizio precedente, ove presenti, sono riclassificati ed esposti separatamente nel Conto economico, al netto degli effetti fiscali, ai fini comparativi.

Le attività non correnti per le quali vengono meno i presupposti per la loro classificazione come possedute per la vendita, o che cessano di far parte di un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita, sono valutate al minore tra:

- il valore contabile prima che l'attività (o gruppo in dismissione) fosse classificata come posseduta per la vendita, rettificato per tutti gli ammortamenti, svalutazioni o ripristini di valore che sarebbero stati 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 assunta la decisione di non vendere.

3

Princípi contabili di recente emanazione

Princípi di prima adozione e applicabili

Il Gruppo ha adottato la seguente modifica ai princípi contabili internazionali di prima adozione al 1° gennaio 2012:

> "Modifiche all'IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative*"; la modifica ha introdotto nuovi obblighi di informativa per permettere agli utilizzatori del bilancio di valutare l'esposizione ai rischi connessi al trasferimento di attività finanziarie e l'effetto di tali rischi sulla posizione finanziaria della società. In particolare, la nuova versione del principio richiede informativa specifica, da inserirsi in un'unica nota al bilancio, con riferimento ad attività finanziarie trasferite che non sono state oggetto di *derecognition* e ad attività finanziarie trasferite in cui, alla data di bilancio, si è mantenuto un coinvolgimento. L'applicazione su base prospettica di tale modifica non ha comportato impatti significativi.

Princípi non ancora applicabili e non adottati

La Commissione Europea nel corso dell'esercizio 2012 ha omologato i seguenti princípi applicabili, per il Gruppo, negli esercizi successivi.

> "Modifiche allo IAS 1 – *Esposizione nel bilancio delle voci delle altre componenti di conto economico complessivo*", emesso a giugno 2011. La nuova versione del principio dispone che, nella sezione delle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI), si debbano distinguere gli elementi che in futuro saranno riclassificati a conto economico (c.d. "*recycling*") da quelli che non saranno riclassificati a conto economico. Le modifiche saranno applicabili retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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*". La nuova versione del principio, 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 del *past service cost*; amplia l'informativa da presentare in bilancio; introduce regole più dettagliate per la rilevazione dei *termination benefit*. Il principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2013. Gli impatti attesi da tale modifica deriveranno principalmente dal cambiamento nel trattamento contabile del past *service cost* e degli utili/perdite attuariali la cui rilevazione, come sopra indicato, non potrà più essere differita. Per maggiori dettagli si rinvia alla Nota di commento 29 del presente bilancio ove è rappresentato il prospetto di movimentazione delle passività attuariali nel corso dell'esercizio 2012, oltre all'indicazione dell'ammontare del *past service cost* e degli utili e delle perdite non riconosciuti al 31 dicembre 2012.

> "IFRS 13 – *Valutazione del fair value*", emesso a maggio 2011. Rappresenta un *framework* trasversale cui fare riferimento ogni qualvolta altri princípi contabili richiedono o permettono l'applicazione del criterio del *fair value*. Il principio fornisce una guida su come determinare il *fair value* introducendo, inoltre, specifici requisiti di informativa. Il nuovo principio sarà applicabile prospetticamente a partire dal 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Modifiche all'IFRS 7 – *Compensazione di attività e passività finanziarie*", emesso a dicembre 2011, parallelamente alle modifiche allo IAS 32, descritte nel seguito. La modifica 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. Le modifiche al principio saranno applicabili retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IFRIC 20 – *Costi di sbancamento nella fase di produzione di una miniera a cielo aperto*", emesso a ottobre 2011. L'interpretazione dispone il trattamento contabi-

le 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'interpretazione sarà applicabile ai costi sostenuti a partire dal 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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 princípi 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: (i) il potere (*power*); (ii) l'esposizione alla variabilità dei rendimenti derivanti dal rapporto partecipativo; (iii) 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. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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 – *Entità sotto controllo congiunto - Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo*", 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. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IFRS 12 – *Informativa sulle partecipazioni in altre enti-*

tà", emesso a maggio 2011. Racchiude in un unico *standard* contabile l'informativa da presentare in materia di interessi detenuti in società controllate, *joint operation* e *joint venture*, collegate e in "*structured entities*". In particolare, il principio integra l'informativa già prevista dai vigenti IAS 27, IAS 28 e IAS 31, che sono stati coerentemente modificati, introducendo nuovi obblighi informativi.

Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "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 estinguere 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 illustrando, a tal proposito, le caratteristiche che devono avere i c.d. "*gross settlement system*".

Le modifiche al principio saranno applicabili retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

Nel corso degli anni 2009-2012 l'*International Accounting Standards Board* (IASB) e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi princípi e interpretazioni che, al 31 dicembre 2012, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Tra questi, si evidenziano di seguito quelli che si ritiene possono avere effetti sul bilancio consolidato del Gruppo.

> "IFRS 9 – *Financial Instruments*", emesso a novembre 2009 e successivamente rivisto a ottobre 2010, 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. Il nuovo principio, modificato con riferimento alla data di prima adozione nel mese di dicembre 2011, sarà applicabile, 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.

> "*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. Modifica inoltre, l'"IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative*", introducendo nuova informativa comparativa, obbligatoria o facoltativa in relazione alla data di transizione all'IFRS 9.

In particolare, le modifiche in esame dispongono che le società che applicano l'IFRS 9 per la prima volta nel proprio bilancio abbiano sempre la facoltà di non predisporre il *restatement* degli esercizi precedenti. Più precisamente: le società che hanno adottato l'IFRS 9 prima del 1° gennaio 2012 non hanno obblighi di *restatement* né obblighi di informativa addizionale rispetto a quelli già previsti a seguito delle modifiche apportate all'IFRS 7 dall'emissione dell'IFRS 9; le società che hanno adottato l'IFRS 9 dal 1° gennaio 2012 al 31 dicembre 2012 possono scegliere se predisporre il *restatement* degli esercizi precedenti o se fornire l'informativa comparati-

va addizionale secondo le modifiche apportate all'IFRS 7; le società che adottano l'IFRS 9 dal 1° gennaio 2013 al 1° gennaio 2015 hanno l'obbligo di fornire l'informativa comparativa addizionale secondo le modifiche apportate all'IFRS 7 a prescindere dalla scelta fatta riguardo il *restatement*, relativamente al quale hanno facoltà ma non obbligo.

Le modifiche saranno applicabili, 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.

> *"Amendments to IFRS 10, IFRS 11 and IFRS 12 – Transition Guidance"*, emesso a giugno 2012. La modifica ha l'obiettivo di chiarire alcuni aspetti relativi alla fase di prima applicazione dei princípi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. In particolare, l'IFRS 10 è stato emendato chiarendo che per data di applicazione iniziale del principio debba intendersi l'inizio dell'esercizio in cui lo stesso è applicato per la prima volta (i.e. 1° gennaio 2013); è stata, inoltre, limitata l'informativa comparativa da fornire nel primo esercizio di applicazione. L'IFRS 11 e l'IFRS 12 sono stati emendati in maniera analoga, limitando gli effetti, in termini sia di rettifica dei dati di bilancio sia di informativa, derivanti dalla prima applicazione dell'IFRS 11.

Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Si segnala, tuttavia, che la Commissione Europea sta valutando se differire la prima applicazione al 1° gennaio 2014. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> *"Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 27 – Investment entities"*, 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 *investment entity*. In particolare, le *investment entities*, 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 una *investment entity* deve, invece, consolidare tutte le proprie controllate (incluse quelle detenute mediante l'*investment entity* stessa), eccetto il caso in cui anch'essa si qualifichi come tale. La modifica sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> *"Annual Improvements to IFRSs 2009-2011 Cycle"*, emesso a maggio 2012; contiene modifiche formali e chiarimenti a princípi già esistenti. Le modifiche, previa omologazione, saranno applicabili retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni. In particolare, sono stati modificati i seguenti princípi:

- "IFRS 1 – *Prima adozione dei princípi contabili internazionali*"; la modifica dispone che una società che ha interrotto l'applicazione nel proprio bilancio dei princípi contabili internazionali può, qualora decidesse di tornare a redigere il bilancio in conformità agli IFRS/IAS, o riapplicare l'IFRS 1 o applicare lo IAS 8 come se non avesse effettuato la predetta interruzione.

  L'IFRS 1 è stato, inoltre, modificato in merito alla capitalizzazione degli oneri finanziari: un *first-time adopter* può scegliere se applicare le disposizioni dello IAS 23 dalla data di prima adozione degli IFRS/IAS o da una data precedente, secondo quanto indicato dal paragrafo 28 dello IAS 23. La modifica dispone, infine, che la società che applica per la prima volta gli IFRS/IAS non deve rettificare gli oneri finanziari capitalizzati secondo i princípi contabili applicati in precedenza e deve applicare le disposizioni dello IAS 23 solo per gli oneri finanziari sostenuti dalla data prescelta secondo quanto sopra indicato;
- "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 subíto una variazione significativa rispetto all'ultimo bilancio annuale presentato.

4

Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2011

Nell'esercizio di riferimento il Gruppo ha adottato un nuovo criterio di contabilizzazione dei certificati di efficienza energetica che, qualificando gli obblighi normativi di efficienza energetica come un onere di sistema finalizzato al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico, a fronte del quale gli operatori obbligati sostengono i costi per l'acquisto e lo sviluppo interno dei certificati che saranno consegnati alle competenti Autorità ai fini dell'adempimento degli obiettivi di *compliance*, comporta la rilevazione a Conto economico dell'onere complessivo per l'adempimento dell'obbligo di efficienza energetica nel periodo contabile di riferimento della compliance, accertando l'eventuale onere relativo ai certificati non disponibili alla fine del periodo stesso (c.d. "*deficit*"). I costi sostenuti per l'acquisto e lo sviluppo interno dei certificati di efficienza energetica destinati all'adempimento degli obblighi dei periodi successivi sono rilevati tra le "Altre attività".

Il criterio contabile precedentemente applicato era basato, invece, sulla qualificazione dei certificati di efficienza energetica come beni utilizzati nel processo produttivo; pertanto, i relativi costi erano rilevati a Conto economico nel momento del loro effettivo utilizzo ai fini dell'adempimento degli obblighi normativi. Inoltre, i certificati di efficienza energetica derivanti da progetti pluriennali erano classificati nell'ambito delle attività immateriali e ammortizzati al momento del loro utilizzo.

La modifica intervenuta nei criteri di contabilizzazione dei certificati di efficienza energetica ha comportato la rideterminazione delle voci patrimoniali ed economiche incluse nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 e presentate, ai soli fini comparativi, nel presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012.

In particolare, l'applicazione retrospettica di tale modifica ha comportato una diversa contabilizzazione dell'onere di *compliance* (al netto della relativa fiscalità), nonché coerenti riclassifiche nello Stato patrimoniale consolidato tra immobilizzazioni immateriali in corso e risconti attivi operativi. Nelle tabelle seguenti sono evidenziate le variazioni agli schemi di Stato patrimoniale e Conto economico consolidato. Gli effetti sul Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio e sul Rendiconto finanziario consolidato si limitano invece a talune riclassifiche tra le diverse componenti, in linea con quanto evidenziato nei prospetti di Stato patrimoniale e Conto economico.

Milioni di euro

	2011	Nuova *policy* TEE	**2011 *restated***
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	77.573	-	77.573
Altri ricavi	1.941	-	1.941
	79.514	-	**79.514**
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	42.901	-	42.901
Servizi	14.440	-	14.440
Costo del personale	4.296	-	4.296
Ammortamenti e perdite di valore	6.351	(24)	6.327
Altri costi operativi	2.143	112	2.255
Costi per lavori interni capitalizzati	(1.711)	-	(1.711)
	68.420	**88**	**68.508**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	**272**	**-**	**272**
Risultato operativo	**11.366**	**(88)**	**11.278**
Proventi finanziari	2.693	-	2.693
Oneri finanziari	5.717	-	5.717
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	96	-	96
Risultato prima delle imposte	**8.438**	**(88)**	**8.350**
Imposte	3.080	(53)	3.027
Risultato delle *continuing operations*	**5.358**	**(35)**	**5.323**
Risultato delle *discontinued operations*	**-**	**-**	**-**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**5.358**	**(35)**	**5.323**
Quota di interessenza del Gruppo	4.148	(35)	4.113
Quota di interessenza di terzi	1.210	-	1.210

Milioni di euro

	al 31.12.2010	Nuova policy TEE	**al 01.01.2011 *restated***	al 31.12.2011	Nuova *policy* TEE	**al 31.12.2011 *restated***
ATTIVITÀ						
Attività non correnti						
Immobili, impianti e macchinari	78.094	-	78.094	80.592	-	80.592
Investimenti immobiliari	299	-	299	245	-	245
Attività immateriali	39.581	(46)	39.535	39.075	(26)	39.049
Attività per imposte anticipate	6.017	52	6.069	6.011	105	6.116
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.033	-	1.033	1.085	-	1.085
Attività finanziarie non correnti	4.701	-	4.701	6.325	-	6.325
Altre attività non correnti	1.062	16	1.078	506	6	512
	130.787	**22**	**130.809**	**133.839**	**85**	**133.924**
Attività correnti						
Rimanenze	2.803	-	2.803	3.148	-	3.148
Crediti commerciali	12.505	-	12.505	11.570	-	11.570
Crediti tributari	1.587	-	1.587	1.251	-	1.251
Attività finanziarie correnti	11.922	-	11.922	10.466	-	10.466
Altre attività correnti	2.176	-	2.176	2.135	1	2.136
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.164	-	5.164	7.015	-	7.015
	36.157	**-**	**36.157**	**35.585**	**1**	**35.586**
Attività possedute per la vendita	**1.618**	**-**	**1.618**	**381**	**-**	**381**
TOTALE ATTIVITÀ	**168.562**	**22**	**168.584**	**169.805**	**86**	**169.891**

Milioni di euro

	al 31.12.2010	Nuova *policy* TEE	**al 01.01.2011 *restated***	al 31.12.2011	Nuova *policy* TEE	**al 31.12.2011 *restated***
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ						
Patrimonio netto del Gruppo						
Capitale sociale	9.403	-	9.403	9.403	-	9.403
Altre riserve	10.791	-	10.791	10.348	-	10.348
Utili e perdite accumulati	17.795	(105)	17.690	19.039	(140)	18.899
	37.989	**(105)**	**37.884**	**38.790**	**(140)**	**38.650**
Interessenze di terzi	**15.877**	**-**	**15.877**	**15.650**	**-**	**15.650**
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**53.866**	**(105)**	**53.761**	**54.440**	**(140)**	**54.300**
Passività non correnti						
Finanziamenti a lungo termine	52.440	-	52.440	48.703	-	48.703
TFR e altri benefici ai dipendenti	3.069	-	3.069	3.000	-	3.000
Fondi rischi e oneri	9.026	127	9.153	7.831	226	8.057
Passività per imposte differite	11.336	-	11.336	11.505	-	11.505
Passività finanziarie non correnti	2.591	-	2.591	2.307	-	2.307
Altre passività non correnti	1.244	-	1.244	1.313	-	1.313
	79.706	**127**	**79.833**	**74.659**	**226**	**74.885**
Passività correnti						
Finanziamenti a breve termine	8.209	-	8.209	4.799	-	4.799
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	2.999	-	2.999	9.672	-	9.672
Debiti commerciali	12.373	-	12.373	12.931	-	12.931
Debiti per imposte sul reddito	687	-	687	671	-	671
Passività finanziarie correnti	1.672	-	1.672	3.668	-	3.668
Altre passività correnti	8.052	-	8.052	8.907	-	8.907
	33.992	**-**	**33.992**	**40.648**	**-**	**40.648**
Passività possedute per la vendita	**998**	**-**	**998**	**58**	**-**	**58**
TOTALE PASSIVITÀ	**114.696**	**127**	**114.823**	**115.365**	**226**	**115.591**
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	**168.562**	**22**	**168.584**	**169.805**	**86**	**169.891**

5

Principali variazioni dell'area di consolidamento

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

2011

- cessione, in data 24 febbraio 2011, della società Compañia Americana de Multiservicios (CAM), operante in America Latina nel settore dei servizi generali;
- cessione, in data 1° marzo 2011, della società Synapsis IT Soluciones y Servicios (Synapsis), operante in America Latina nel settore dei servizi informatici;
- acquisizione, in data 31 marzo 2011, di un'ulteriore quota del 16,67% della Sociedad Eólica de Andalucía - SEA, che ha consentito a Enel Green Power España di incrementare la propria interessenza nella società dal 46,67% al 63,34%, assumendone, in qualità di azionista di maggioranza, il pieno controllo che ne consente il consolidamento integrale;
- perdita del controllo, a partire dal 1° aprile 2011, della società Hydro Dolomiti Enel a seguito del cambio di assetto di *governance* della stessa società, così come previsto negli accordi siglati tra i due soci nel 2008; pertanto, la società non viene più consolidata con il metodo integrale, bensì con metodo proporzionale (ferma restando la quota del 49% del capitale sociale detenuta dal Gruppo Enel nella società sia prima sia dopo il cambio degli assetti di *governance*);
- acquisizione del pieno controllo (da controllo congiunto) delle attività e passività rimaste in capo a Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER), risultanti a seguito del *break-up* della *joint venture* tra Enel Green Power España ed il *partner* Gas Natural, in base all'accordo finalizzato in data 30 maggio 2011. A partire dalla data di esecuzione dell'accordo tali *asset* sono pertanto consolidati con il metodo integrale;
- acquisizione, in data 9 giugno 2011, di un'ulteriore quota del 50% in TP - Sociedade Térmica Portuguesa, per effetto del quale il Gruppo ha acquisito il controllo totalitario della società, rispetto alla preesistente situazione di controllo congiunto; a partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale;
- cessione, in data 28 giugno 2011, alla società Contour Global LP dell'intero capitale delle società olandesi Maritza East III Power Holding BV e Maritza O&M Holding Netherland BV Tali società sono rispettivamente titolari del 73% del capitale della società bulgara Enel Maritza East 3 AD e del 73% del capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria AD;
- cessione, in data 30 novembre 2011, del 51% del capitale di Deval e Vallenergie a Compagnia Valdostana delle Acque, società della Regione Valle d'Aosta, già titolare del restante 49% del capitale delle stesse società;
- acquisizione, in data 1° dicembre 2011, del 33,33% di SF Energy, società operante nella generazione idroelettrica, mediante conferimento in natura e per cassa effettuato da Enel Produzione. Per effetto del conferimento il Gruppo ha acquisito il controllo congiunto (con consolidamento proporzionale) su tale società, assieme agli altri due soci che partecipano all'investimento;
- acquisizione, in data 1° dicembre 2011, del 50% di Sviluppo Nucleare Italia, società nella quale il Gruppo già deteneva una quota azionaria del 50% che le permetteva di esercitare sulla stessa il controllo congiunto assieme a Electricité de France; a partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale.

2012

- acquisizione, in data 13 gennaio 2012, dell'ulteriore 49% di Rocky Ridge Wind Project, società già controllata (e consolidata integralmente) in virtù del possesso del 51% delle quote;
- acquisizione, in data 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

Nayaa, 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 è consolidata integralmente anziché con il metodo del patrimonio netto;
- acquisizione, in data 21 dicembre 2012, del 99,9% di Eólica Zopiloapan, società messicana operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica.

Aggregazioni aziendali effettuate nel 2012

Con riferimento alle acquisizioni sopra menzionate 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 tutte le aggregazioni aziendali di seguito evidenziate – la rilevazione della differenza tra il costo dell'operazione e il *fair value*, alle rispettive date di acquisizione, delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, ove positiva è stata effettuata in via provvisoria nella voce "Avviamento" in attesa di completare il processo di allocazione del prezzo nei termini previsti dal principio contabile di riferimento sopra citato. Si evidenzia altresì che per le operazioni che hanno comportato l'acquisizione del controllo in più fasi, la rimisurazione al *fair value* dell'interessenza già detenuta precedentemente alla stipula dell'operazione ha prodotto impatti economici complessivamente pari a 16 milioni di euro (essenzialmente riferibili a Trade Wind Energy per 11 milioni di euro).

Milioni di euro

	Pipeline Kafireas	Stipa Nayaa	Eólica Zopiloapan	Altre minori [1]	**Totale**
Immobili, impianti e macchinari	-	113	105	4	**222**
Attività immateriali	-	-	-	26	**26**
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	32	-	-	17	**49**
Altre attività correnti e non correnti	-	18	15	10	**43**
Passività correnti e non correnti	(31)	(6)	(8)	(6)	**(51)**
Attività nette acquisite	**1**	**125**	**112**	**51**	**289**
Avviamento	57	14	14	17	**102**
Prezzo dell'operazione	**58**	**139**	**126**	**68**	**391**
Effetto cassa 2012	**10** [2]	**120** [3]	**-**	**63**	**193**

(1) Include Trade Wind Energy, Enel Stoccaggi, Enel Green Power Sharp and Solar Energy, Sociedad Eólica Los Lances e altre società minori in Grecia.
(2) Al netto del prezzo corrisposto per l'acquisizione del 30% del capitale nel 2008 e degli acconti versati nel 2011 (per complessivi 34 milioni di euro) e della quota ancora da versare (14 milioni di euro).
(3) Al netto degli acconti già versati nel 2011 (19 milioni di euro).

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.

La natura dei rischi finanziari cui è esposto il Gruppo è tale per cui variazioni nel livello dei tassi di interesse comportano variazioni dei flussi di cassa connessi al pagamento degli interessi sugli strumenti di debito a lungo termine indicizzati al tasso variabile, mentre variazioni dei tassi di cambio tra l'euro e le principali divise estere hanno un impatto sul controvalore dei flussi finanziari denominati in tali divise e sul valore di consolidamento delle partecipazioni denominate in divisa estera.

Nel rispetto delle politiche di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari, le esposizioni vengono coperte generalmente tramite la stipula di contratti derivati su mercati *over the counter* (OTC).

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 CO_2 e energia elettrica nei principali Paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e OTC, cogliendo opportunità di profitto grazie a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati. L'attività si svolge all'interno di una *governance* formalizzata che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio, il cui rispetto viene verificato giornalmente da strutture organizzative indipendenti rispetto a quelle preposte all'esecuzione delle operazioni stesse. I limiti di rischio dell'attività di *proprietary trading* sono fissati 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 2012 è pari a circa 31 milioni di euro.

In quanto segue si dà evidenza delle consistenze delle operazioni su strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2012 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 ammontari espressi in divise diverse dall'euro utilizzando i tassi di cambio alla data di riferimento 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.

Non si rilevano modifiche nei criteri di valutazione dei derivati in essere a fine esercizio rispetto a quelli adottati alla fine dell'esercizio precedente. Gli effetti a Conto economico e a patrimonio netto di tali valutazioni sono pertanto riconducibili esclusivamente alle normali dinamiche di mercato.

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.

Le attività e passività finanziarie relative a strumenti derivati sono classificate in:

- derivati di *cash flow hedge* relativi: i) alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile; ii) alla copertura del rischio di 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 detentrice della passività finanziaria; iii) all'approvvigionamento di combustibili il cui prezzo è espresso in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale in cui opera la società che effettua l'acquisto; iv) a contratti stipulati al fine di coprir-

si dal rischio di oscillazione dei prezzi sulle vendite di energia ("Contratti per differenza a due vie" e altri derivati su energia); v) alla copertura del rischio di variazione dei prezzi del carbone e delle *commodity* petrolifere;

- derivati di *fair value hedge*, aventi per oggetto la copertura dell'esposizione alla variazione del *fair value* di un'attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;
- derivati di *net investment in foreign operation* relativi alla copertura del rischio di traslazione derivante dal consolidamento di partecipazioni denominate in valuta estera;
- 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 2012 e del 31 dicembre 2011, il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2012	**2011**
Interest rate swap	8.294	12.984
Interest rate option	50	2.700
Totale	**8.344**	**15.684**

Nella tabella seguente vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2012 e del 31 dicembre 2011, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse suddivisi per designazione contabile (IAS 39).

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		*Fair value* attività		*Fair value* passività	
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011
Derivati *cash flow hedge*								
Interest rate swap	6.433	10.007	**(686)**	(613)	5	6	**(691)**	(619)
Interest rate option	-	1.000	-	(8)	-	-	-	(8)
Derivati di *fair value hedge*								
Interest rate swap	83	83	17	14	17	14	-	-
Derivati di *trading*								
Interest rate swap	1.778	2.894	(110)	(122)	4	6	(114)	(128)
Interest rate option	50	1.700	(7)	(13)	-	-	(7)	(13)
Totale *interest rate swap*	**8.294**	12.984	**(779)**	**(721)**	**26**	**26**	**(805)**	**(747)**
Totale *interest rate option*	**50**	**2.700**	**(7)**	**(21)**	**-**	**-**	**(7)**	(21)
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE	**8.344**	**15.684**	**(786)**	**(742)**	**26**	**26**	**(812)**	**(768)**

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	*Fair value*	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2012	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre
Derivati CFH su tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	5	-	(5)	-	-	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	**(691)**	(198)	(177)	(108)	(63)	(47)	(185)
Derivati FVH su tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	17	3	3	3	3	1	5
Derivati passivi (*fair value* negativo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati di *trading* su tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	4	3	2	1	-	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	**(121)**	(51)	(20)	(8)	(7)	(6)	(52)

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 2012 il 17% dell'indebitamento netto è indicizzato a tasso variabile (31% al 31 dicembre 2011). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate come di *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al rischio tasso scende al 3% (9% al 31 dicembre 2011). Considerando ai fini del rapporto di copertura anche i derivati ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno i requisiti necessari per essere contabilizzati secondo le regole dell'*hedge accounting*, tale percentuale si attesta all'1% (4% al 31 dicembre 2011).

Al 31 dicembre 2012, 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 79,4

milioni di euro (68,3 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 79,4 milioni di euro (68,3 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 negativo (positivo) a Conto economico, in termini di maggiori (minori) oneri annui sulla quota non coperta del debito, pari a circa 1 milione 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 *subsidiary*;
- 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 divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "*strike*"); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable forward*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (non *deliverable forward*). 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 2012 e del 31 dicembre 2011, il nozionale delle operazioni in essere suddiviso per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2012	2011
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta diversa dall'euro	13.892	14.442
Contratti *currency forward* a copertura del rischio cambio *commodity*	6.250	7.273
Contratti *currency forward* a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	1.348	1.232
Contratti *currency swap* a copertura delle *commercial paper*	232	240
Contratti *currency forward* a copertura delle linee di credito	201	201
Totale	**21.923**	**23.388**

In particolare si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 13.892 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta diversa dall'euro (14.442 milioni di euro al 31 dicembre 2011);
- contratti *currency forward* con un ammontare nozionale complessivo di 7.598 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 (8.505 milioni di euro al 31 dicembre 2011);
- contratti *currency swap* con un ammontare nozionale complessivo di 232 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato ai rimborsi delle *commercial paper* emesse in valute diverse dall'euro (240 milioni di euro al 31 dicembre 2011);
- contratti *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 2011).

Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2012 e del 31 dicembre 2011, 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 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011
Derivati *cash flow hedge*:								
- *currency forward*	**3.458**	3.751	**(83)**	297	**4**	304	**(87)**	(7)
- CCIRS	**13.631**	13.985	**(847)**	(347)	**927**	1.297	**(1.774)**	(1.644)
Derivati *fair value hedge*:								
- CCIRS	**261**	457	**18**	18	23	30	**(5)**	(12)
Derivati di *trading*:								
- *currency forward*	**4.573**	5.195	**35**	18	**74**	153	**(39)**	(135)
Totale *interest forward swap*	**8.031**	**8.946**	**(48)**	**315**	**78**	**457**	**(126)**	**(142)**
Totale CCIRS	**13.892**	**14.442**	**(829)**	**(329)**	**950**	**1.327**	**(1.779)**	**(1.656)**
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	**21.923**	**23.388**	**(877)**	**(14)**	**1.028**	**1.784**	**(1.905)**	**(1.798)**

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 tasso di cambio

Milioni di euro	*Fair value*	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2012	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre
Derivati CFH su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	**931**	140	235	90	(32)	137	773
Derivati passivi (*fair value* negativo)	**(1.861)**	(183)	(286)	(360)	(208)	(67)	(340)
Derivati FVH su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	**23**	11	5	12	(3)	2	(2)
Derivati passivi (*fair value* negativo)	**(5)**	-	1	1	1	1	1
Derivati di *trading* su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	**74**	71	3	-	-	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(39)	(46)	(1)	-	-	-	-

In base all'analisi dell'indebitamento di Gruppo, si rileva che il 29% (30% al 31 dicembre 2011) 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 detentrice della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento non coperta dal rischio cambio si attesta al 2% (4% al 31 dicembre 2011), 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 2012, 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 1.689 milioni di euro (1.650 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 2.064 milioni di euro (2.028 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 contrattuali sui fattori di rischio sottostanti.

Enel utilizza varie tipologie di contratti derivati con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche e nell'ambito dell'attività di *proprietary trading* (principalmente *forward, swap,* opzioni su *commodity, future*, contratti per differenza).

Enel gestisce in maniera separata i rischi derivanti dalla compravendita di *commodity* destinate alle attività "*core*" del Gruppo e i rischi generati dalle attività di *proprietary trading*. Definisce e assegna per ogni società/*business unit* limiti di rischio specifici per ogni portafoglio, industriale o di *proprietary trading*. Valuta e monitora il rispetto dei limiti di rischio assegnati in termini di *Profit at Risk* per le esposizioni mensili generate dai portafogli industriali di *commodity* energetiche, e in termini di *Value at Risk* per le esposizioni giornaliere generate dalle attività di *proprietary trading*.

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 residue così determinate sono prevalentemente aggregate su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato.

Nella tabella seguente vengono forniti il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 2012 e al 31 dicembre 2011.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		*Fair value* attività		*Fair value* passività	
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011
Derivati *cash flow hedge*:								
- derivati su energia	**1.847**	1.753	**19**	(54)	**23**	18	**(4)**	(72)
- derivati su carbone	**1.507**	880	**(141)**	(62)	**-**	-	**(141)**	(62)
- derivati su gas	**585**	584	**(5)**	(10)	**-**	1	**(5)**	(11)
Derivati di *trading*:								
- derivati su energia	**13.371**	18.956	**66**	40	**84**	81	**(18)**	(41)
- *swap* su *commodity* petrolifere	**3.380**	8.488	**(66)**	(27)	**1.346**	1.847	**(1.412)**	(1.874)
- *future/option* su *commodity* petrolifere	**4.661**	1.450	**5**	(7)	**80**	30	**(75)**	(37)
- derivati su carbone	**1.724**	332	**(3)**	(2)	**84**	20	**(87)**	(22)
- derivati impliciti	**126**	268	**(122)**	(267)	**-**	-	**(122)**	(267)
TOTALE DERIVATI SU *COMMODITY*	**27.201**	**32.711**	**(247)**	**(389)**	**1.617**	**1.997**	**(1.864)**	**(2.386)**

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 value* dei derivati e il conseguente impatto sul patrimonio netto al 31 dicembre 2012 (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 31.12.2012	
Fair value derivati di *cash flow hedge* su energia	107	19	(70)
Fair value derivati di *cash flow hedge* su carbone	(227)	(141)	11
Fair value derivati di *cash flow hedge* su gas	(35)	(5)	26

Nella seguente tabella sono evidenziati il *fair value* dei derivati e il conseguente impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto al 31 dicembre 2012 (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 31.12.2012	
Fair value derivati *di trading* su energia	42	66	172
Fair value derivati di *trading* su *commodity* petrolifere	(88)	(61)	(33)
Fair value derivati di *trading* su carbone	(31)	(3)	(38)

I derivati impliciti sono relativi a contratti di acquisto e vendita di energia stipulati da Slovenské elektrárne in Slovacchia. Il valore di mercato complessivo al 31 dicembre 2012 risulta negativo per 122 milioni di euro, composto da:

a. un derivato implicito sul tasso di cambio euro/dollaro, il cui *fair value* al 31 dicembre 2012 è negativo per 74 milioni di euro;
b. un derivato sul prezzo del gas, il cui *fair value* al 31 dicembre 2012 è negativo per 48 milioni di euro.

Nelle tabelle successive è indicato il *fair value* al 31 dicembre 2012, 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 euro/dollaro
Decremento del 10%	(79)
Scenario al 31.12.2012	(74)
Incremento del 10%	(69)

Fair value derivato implicito (b)

Milioni di euro	Prezzo gas
Decremento del 10%	(48)
Scenario al 31.12.2012	(48)
Incremento del 10%	(48)

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 31.12.2012	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre
Derivati *cash flow hedge*							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	**23**	15	2	2	2	2	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	**(150)**	(134)	(16)	-	-	-	-
Derivati di *trading*							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	**1.594**	1.443	131	7	6	7	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	**(1.714)**	(1.591)	(111)	(4)	(4)	(4)	-

Rischio di credito

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.

A ulteriore presidio del rischio di rischio, già a partire dagli esercizi precedenti, il Gruppo ha posto in essere alcune operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa, 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 dell'esercizio 2012, 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 state considerate a fini contabili come operazioni di cessione senza rivalsa (*pro soluto*) 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 2012 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori *retail* per complessivi 3 miliardi di euro ed emissioni obbligazionarie nell'ambito del *Global Medium Term Notes Programme* per complessivi 4 miliardi di euro.

Al 31 dicembre 2012, il Gruppo Enel aveva a disposizione complessivamente circa 10 miliardi di euro di disponibilità di cassa o mezzi equivalenti, di cui 2 miliardi di euro in capo a Endesa, nonché *committed credit lines* disponibili per 16 miliardi di euro, di cui 3,2 miliardi in capo a Endesa. I limiti totali delle *committed credit lines* ammontano a 21,9 miliardi di euro (utilizzate per 5,9 miliardi di euro), di cui 3,6 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 0,4 miliardi di euro); inoltre il Gruppo dispone di *uncommitted credit lines* per 1,5 miliardi di euro (utilizzate per 0,1 miliardi di euro), di cui 1,2 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 3 milioni di euro).
Infine, il Gruppo ha a disposizione programmi di *commercial paper* per un limite massimo complessivo di circa 9,3 miliardi di euro (utilizzati per 2,9 miliardi di euro), di cui 3,3 miliardi di euro in capo a Endesa tramite le sue controllate (utilizzati per 0,4 miliardi di euro).

6.1 Contratti derivati inclusi in Attività finanziarie non correnti - *Euro 953 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 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	**25**	224	**5**	6	(1)
- cambi	**7.227**	9.326	**890**	1.302	(412)
- *commodity*	**34**	30	**7**	10	(3)
Totale	**7.286**	**9.580**	**902**	**1.318**	**(416)**
Derivati *fair value hedge*:					
- tassi	**83**	83	**17**	14	3
- cambi	**254**	262	**23**	30	(7)
Totale	**337**	**345**	**40**	**44**	(4)
Derivati di *trading*:					
- tassi	**45**	75	**4**	6	(2)
- cambi	**92**	181	**1**	13	(12)
- *commodity*	**40**	64	**6**	6	-
Totale	**177**	**320**	**11**	**25**	**(14)**
TOTALE	**7.800**	**10.245**	**953**	**1.387**	**(434)**

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 31 dicembre 2012 pari a 7.286 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 902 milioni di euro.
I derivati 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*.
L'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise ha determinato in questi derivati un decremento del loro valore nozionale e del relativo *fair value*. Per alcuni derivati tale effetto ha determinato una riclassificazione pari a 1.274 milioni di euro in termini di nozionale, tra le "Passività finanziarie non correnti" di una quota parte di operazioni che al 31 dicembre 2011 erano incluse tra le "Attività finanziarie non correnti".
I derivati su *commodity* sono relativi a contratti derivati su energia per un *fair value* di 7 milioni di euro classificato di *cash flow hedge*. I derivati di *trading* si riferiscono essenzialmente a operazioni su energia stipulate da Endesa (*fair*

value pari a 2 milioni di euro) e "Contratti per Differenza" (CFD) stipulati da Enel Produzione (*fair value* pari a 5 milioni di euro).

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati attivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2012			
Derivati *cash flow hedge*:				
- tassi	5	-	5	-
- cambi	890	-	890	-
- *commodity*	7	-	7	-
Totale	**902**	-	**902**	-
Derivati *fair value hedge*:				
- tassi	17	-	17	-
- cambi	23	-	23	-
Totale	**40**	-	**40**	-
Derivati di *trading*:				
- tassi	4	-	4	-
- cambi	1	-	1	-
- *commodity*	6	1	5	-
Totale	**11**	**1**	**10**	-
TOTALE	**953**	**1**	**952**	-

6.2 Contratti derivati inclusi in Attività finanziarie correnti - *Euro 1.718 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 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*:					
- cambi	1.139	3.571	**41**	299	(258)
- *commodity*	1.693	835	**16**	9	7
Totale	**2.832**	**4.406**	**57**	**308**	**(251)**
Derivati di *trading*:					
- cambi	2.298	2.604	**73**	140	(67)
- *commodity*	16.395	5.319	**1.588**	1.972	(384)
Totale	**18.693**	**7.923**	**1.661**	**2.112**	**(451)**
TOTALE	**21.525**	**12.329**	**1.718**	**2.420**	**(702)**

I derivati su tasso di cambio, sia di *trading* sia di *cash flow hedge*, 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 di *cash flow hedge* per un *fair value* di 16 milioni di euro e di *trading* per 78 milioni di euro, nonché a operazioni di copertura relative a combustibili e altre *commodity* classificate di *trading* per un *fair value* di 1.510 milioni di euro.

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati attivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione come previsto dalle modifiche intervenute sull'IFRS 7.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2012			
Derivati *cash flow hedge*:				
- cambi	41		41	-
- *commodity*	16	2	14	-
Totale	**57**	**2**	**55**	**-**
Derivati di *trading*:				
- cambi	73		73	-
- *commodity*	1.588	303	1.285	-
Totale	**1.661**	**303**	**1.358**	**-**
TOTALE	**1.718**	**305**	**1.413**	**-**

Il saldo contabile della voce di livello 1 fa riferimento sostanzialmente a posizioni *future* su CO_2 e 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.).

6.3 Contratti derivati inclusi in Passività finanziarie non correnti - *Euro 2.553 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 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	6.405	6.316	691	600	91
- cambi	5.955	4.314	1.777	1.495	282
- *commodity*	282	-	16	-	16
Totale	**12.642**	**10.630**	**2.484**	**2.095**	**389**
Derivati *fair value hedge*:					
- cambi	7	11	5	6	(1)
Totale	**7**	**11**	**5**	**6**	**(1)**
Derivati di *trading*:					
- tassi	**763**	698	**62**	**66**	(4)
- cambi	**30**	37	1	3	(2)
- *commodity*	**46**	166	1	137	(136)
Totale	**839**	**901**	**64**	**206**	**(142)**
TOTALE	**13.488**	**11.542**	**2.553**	**2.307**	**246**

I contratti derivati classificati tra le passività finanziarie non correnti, al 31 dicembre 2012, presentano un valore nozionale complessivo pari a 13.488 milioni di euro e un *fair value* pari a 2.553 milioni di euro, ed evidenziano, confrontati ai valori del 31 dicembre 2011, un incremento rispettivamente pari a 1.946 milioni di euro e 246 milioni di euro.

Il peggioramento del *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* sui tassi di interesse è dovuto principalmente alla generalizzata contrazione della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso dell'anno.

Si segnalano nuove operazioni di copertura gestionale su tassi per circa 1.000 milioni di euro, negoziate in corso d'anno a fronte di finanziamenti erogati alla Divisione Energie Rinnovabili e di nuovi *private placement* emessi da Enel Finance International.

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 sopracitata riclassificazione, nonché a nuovi CCIRS stipulati per un ammontare pari a 398 milioni di euro.

I derivati su *commodity* di *cash flow hedge* si riferiscono a coperture su carbone e relativi noli per un *fair value* di 16 milioni di euro.

I derivati su *commodity* di *trading* includono invece contratti derivati su energia stipulati da Endesa per un *fair value* di 1 milione di euro. Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati passivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2012			
Derivati *cash flow hedge*:				
- tassi	691	-	691	-
- cambi	1.777	-	1.777	-
- *commodity*	16	2	14	
Totale	**2.484**	**2**	**2.482**	**-**
Derivati *fair value hedge*:				
- cambi	5	-	5	-
Totale	**5**	**-**	**5**	**-**
Derivati di *trading*:				
- tassi	62		62	-
- cambi	1		1	-
- *commodity*	1	-	1	-
Totale	**64**	**-**	**64**	**-**
TOTALE	**2.553**	**2**	**2.551**	**-**

6.4 Contratti derivati inclusi in Passività finanziarie correnti - *Euro 2.028 milioni*

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	3	4.467	-	27	(27)
- cambi	2.768	525	84	156	(72)
- *commodity*	1.930	2.352	134	145	(11)
Totale	**4.701**	**7.344**	**218**	**328**	**(110)**
Derivati *fair value hedge*:					
- cambi	-	184	-	6	(6)
Totale	**-**	**184**	**-**	**6**	**(6)**
Derivati di *trading*:					
- tassi	1.020	3.821	59	75	(16)
- cambi	2.153	2.373	38	132	(94)
- *commodity*	6.781	23.945	1.713	2.104	(391)
Totale	**9.954**	**30.139**	**1.810**	**2.311**	**(501)**
TOTALE	**14.655**	**37.667**	**2.028**	**2.645**	**(617)**

La significativa riduzione del valore nozionale dei derivati di *cash flow hedge* su tassi di interesse è dovuta integralmente alla naturale scadenza, nel corso del 2012, di tali operazioni, in particolare di quelle a copertura dell'indebitamento contratto da Enel SpA ed Enel Finance International nel 2007 (nozionale pari a 2.100 milioni di euro), relative alla linea sindacata di originari 35 miliardi, nonché di contratti derivati posti in essere da Endesa per 2.350 milioni di euro.

Il miglioramento del *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* e di *trading* su cambi, relativi principalmente a transazioni su *commodity* energetiche poste in essere da Endesa, è essenzialmente connesso alla normale operatività.

I derivati su *commodity* di *cash flow hedge* sono relativi a derivati su energia per un *fair value* di 4 milioni di euro e a coperture su gas e carbone per 130 milioni di euro; quelli di *trading* includono contratti derivati relativi a combustibili e altre *commodity* per un *fair value* di 1.574 milioni di euro, operazioni di *trading* su energia che presentano un *fair value* di 17 milioni di euro e derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia per un *fair value* di 122 milioni di euro.

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati passivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione come previsto dalle modifiche intervenute sull'IFRS 7.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2012			
Derivati *cash flow hedge*:				
- cambi	84	-	84	-
- *commodity*	134	4	130	-
Totale	**218**	**4**	**214**	**-**
Derivati di *trading*:				
- tassi	59	-	59	-
- cambi	38	-	38	-
- *commodity*	1.713	1.001	664	48
Totale	**1.810**	**1.001**	**761**	**48**
TOTALE	**2.028**	**1.005**	**975**	**48**

Il saldo contabile della voce di livello 1 fa riferimento sostanzialmente a posizioni *future* su CO_2 e 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.).

Il saldo contabile della voce di livello 3 è relativo al derivato implicito (identificato come derivato implicito b nella Nota 6 del presente Bilancio consolidato) sul prezzo del gas contenuto in un contratto di acquisto 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'energia 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 2012.

Milioni di euro	Derivati impliciti di Slovenské elektrárne
Saldo di apertura al 1° gennaio 2012	**128**
(Utili)/Perdite a Conto economico	(80)
Saldo di chiusura al 31 dicembre 2012	**48**

Gli utili e le perdite totali rilevati a Conto economico nell'esercizio si riferiscono per 81 milioni di euro a un decremento del risultato operativo e per 1 milione di euro a maggiori proventi finanziari netti.

7

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 utilizzato 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 2012 e del 2011

Risultati 2012 (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	**18.170**	18.862	3.818	33.708	8.015	2.215	101	**84.889**
Ricavi intersettoriali	**181**	6.375	4.299	461	688	481	(12.485)	-
Totale ricavi	**18.351**	**25.237**	**8.117**	**34.169**	**8.703**	**2.696**	**(12.384)**	**84.889**
Totale costi	**17.679**	24.097	3.979	**26.796**	7.110	1.009	(12.481)	**68.189**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	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	**183**	**685**	**3.144**	**1.657**	**978**	**1.121**	(33)	**7.735**
Investimenti	**97**	**403**	**1.497**	**2.497** (2)	**1.161**	**1.257**	**163** (3)	**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) Il dato non include 73 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Risultati 2011 *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	17.568	17.130	3.212	32.082	7.071	1.927	524	**79.514**
Ricavi intersettoriali	163	6.014	4.248	565	644	612	(12.246)	-
Totale ricavi	**17.731**	**23.144**	**7.460**	**32.647**	**7.715**	**2.539**	**(11.722)**	**79.514**
Totale costi	17.214	21.167	3.287	25.424	6.051	944	(11.906)	**62.181**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	44	232	-	28	(22)	(10)	-	**272**
Ammortamenti	76	595	893	2.749	430	428	99	**5.270**
Perdite di valore/ Ripristini	344	(3)	21	445	150	77	23	**1.057**
Risultato operativo	**141**	**1.617**	**3.259**	**4.057**	**1.062**	**1.080**	**62**	**11.278**
Investimenti	**90**	**431**	**1.383**	**2.491** (3)	**1.450** (4)	**1.557**	**82**	**7.484**

(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 sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, della *policy* contabile utilizzata per i Titoli di Efficienza Energetica.
(3) Il dato non include 101 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 dicembre 2012

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	2.202	299	**35.970**
Crediti commerciali	4.198	3.564	2.149	3.746	773	571	(3.282)	**11.719**
Altro	263	2.180	757	2.661	463	294	80	**6.698**
Attività operative	**5.275**	**16.264**	**18.243**	**73.925**	**14.161** (1)	**12.191**	**(2.344)**	**137.715**
Debiti commerciali	3.874	3.765	2.669	5.154	1.058	1.072	(3.688)	**13.904**
Fondi diversi	216	1.150	1.929	4.766	2.919	149	582	**11.711**
Altro	1.886	533	2.943	3.154	1.230	479	(88)	**10.137**
Passività operative	**5.976**	**5.448**	**7.541**	**13.074**	**5.207** (2)	**1.700**	**(3.194)**	**35.752**

(1) Di cui 218 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2011 *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	28	10.000	14.693	37.871	9.528	8.277	444	**80.841**
Attività immateriali	776	715	117	32.073	2.979	2.157	323	**39.140**
Crediti commerciali	4.072	3.871	1.783	3.959	598	528	(3.218)	**11.593**
Altro	333	1.936	867	2.221	375	242	69	**6.043**
Attività operative	**5.209**	**16.522**	**17.460**	**76.124** (2)	**13.480**	**11.204** (4)	**(2.382)** (5)	**137.617**
Debiti commerciali	4.030	3.560	2.101	4.688	1.024	1.035	(3.504)	**12.934**
Fondi diversi	172	1.038	1.624	4.512	3.010	144	589	**11.089**
Altro	1.848	506	2.919	2.652	1.220	296	(111)	**9.330**
Passività operative	**6.050**	**5.104**	**6.644**	**11.852** (3)	**5.254**	**1.475**	**(3.026)** (6)	**33.353**

(1) I dati sono sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, della policy contabile utilizzata per i Titoli di Efficienza Energetica.
(2) Di cui 359 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 32 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 4 milioni di euro riferiti 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 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*
Totale attività	**171.656**	**169.891**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.115	1.085
Attività finanziarie non correnti	5.518	6.325
Attività finanziarie correnti	9.381	10.466
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.891	7.015
Attività per imposte anticipate	6.305	6.116
Crediti tributari	1.631	1.251
Attività finanziarie e fiscali di Attività possedute per la vendita	100	16
Attività di settore	**137.715**	**137.617**
Totale passività	**118.498**	**115.591**
Finanziamenti a lungo termine	55.959	48.703
Passività finanziarie non correnti	2.553	2.307
Finanziamenti a breve termine	3.970	4.799
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.057	9.672
Passività finanziarie correnti	3.138	3.668
Passività per imposte differite	11.753	11.505
Debiti per imposte sul reddito e Debiti tributari diversi	1.309	1.559
Passività finanziarie e fiscali di Passività possedute per la vendita	7	25
Passività di settore	**35.752**	**33.353**

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

8.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 82.699 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	71.322	68.308	3.014
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	4.402	3.624	778
Ricavi da vendita di combustibili	1.931	994	937
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	1.413	1.422	(9)
Ricavi da vendita di certificati verdi	579	359	220
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	21	53	(32)
Altre vendite e prestazioni	3.031	2.813	218
Totale	**82.699**	**77.573**	**5.126**

I "Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" si attestano a 71.322 milioni di euro (68.308 milioni di euro nel 2011) e includono, tra gli altri, i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 35.151 milioni di euro (33.948 milioni di euro nel 2011), i ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 17.802 milioni di euro (15.808 milioni di euro nel 2011), i ricavi per attività di energia elettrica per 5.710 milioni di euro (6.653 milioni di euro nel 2011), nonché i ricavi da trasporto di energia elettrica per 10.636 milioni di euro (10.098 milioni di euro nel 2011).

I "Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali" ammontano nel 2012 a 4.402 milioni di euro e comprendono ricavi da vendita e trasporto di gas naturale in Italia per 2.473 milioni di euro (2.099 milioni di euro nel 2011) e ricavi da vendite di gas naturale all'estero per 1.929 milioni di euro (1.525 milioni di euro nel 2011).

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 1.931 milioni di euro, includono nel 2012 vendite di gas naturale per 1.460 milioni di euro (641 milioni di euro nel 2011), cui si aggiungono vendite di altri combustibili per 471 milioni di euro (353 milioni di euro nel 2011).

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*
Italia	32.695	30.678
Europa - UE	35.034	33.552
Europa - extra UE	3.390	2.846
America	11.006	10.338
Altre	574	159
Totale	**82.699**	**77.573**

8.b Altri ricavi e proventi - *Euro 2.190 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Contributi a preventivo e altri contributi	99	81	18
Rimborsi vari	195	184	11
Plusvalenze da cessione attività	6	71	(65)
Proventi da misurazione a *fair value* a seguito di modifiche nel controllo	16	358	(342)
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	43	57	(14)
Premi per continuità del servizio	99	158	(59)
Provento per rimborso oneri per soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE)	615	-	615
Altri ricavi	1.117	1.032	85
Totale	**2.190**	**1.941**	**249**

I "Contributi a preventivo e altri contributi" sono relativi a proventi realizzati su allacciamenti a preventivo della rete di energia elettrica e gas.

I "Rimborsi vari" si riferiscono a rimborsi vari da clienti e fornitori per 136 milioni di euro (66 milioni di euro nel 2011) e a risarcimenti assicurativi per 59 milioni di euro (118 milioni di euro nel 2011).

I "Proventi da rimisurazione a *fair value* a seguito di modifiche nel controllo" si riferiscono alla rimisurazione delle attività nette già possedute dal Gruppo antecedentemente all'acquisto di ulteriori quote che hanno determinato il pieno controllo delle società Trade Wind Energy (11 milioni di euro), Sociedad Eólica Los Lances (4 milioni di euro) ed Enel Stoccaggi (1 milione di euro).

A seguito dell'operazione che ha condotto all'acquisizione dell'intero capitale azionario di Trade Wind Energy, è stata anche risolta la clausola dell'accordo che quest'ultima aveva sottoscritto con Enel Green Power North America con riferimento al riconoscimento di una *success fee* nell'ambito dell'acquisizione del progetto Caney River da parte di Enel Green Power North America stessa con la conseguente rilevazione di "Altri ricavi" per 31 milioni di euro.

Il "Provento per rimborso oneri per soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE)" si riferisce al riconoscimento degli stessi previsto da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana attraverso la delibera n. 157/12. In particolare, tale delibera sancisce a favore di Enel Distribuzione il diritto pieno e incondizionato a percepire l'importo prestabilito a titolo di rimborso degli oneri pregressi sostenuti per la soppressione del FPE stabilendo un piano di ammortamento finanziario pluriennale (fino al 2020) a rate costanti, che, quantunque costituisca un ristoro di oneri operativi, assume di fatto natura finanziaria, giacché equiparabile a un finanziamento erogato al sistema.

Costi

9.a Materie prime e materiali di consumo - *Euro 46.130 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Energia elettrica	**30.080**	29.045	1.035
Combustibili e gas	**13.272**	11.456	1.816
Materiali	**2.778**	2.400	378
Totale	**46.130**	**42.901**	**3.229**
- di cui costi per materiali capitalizzati	***(988)***	*(963)*	*(25)*

Gli acquisti di "Energia elettrica" includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 5.992 milioni di euro (6.096 milioni di euro nel 2011) e quelli dal Gestore dei Mercati Energetici per 7.252 milioni di euro (6.950 milioni di euro nel 2011). L'incremento di tale voce è relativo principalmente alla stipula di contratti bilaterali e all'incremento del costo di acquisto dell'energia elettrica sulle Borse dell'energia elettrica e da controparti *over the counter*.

Gli acquisti di "Combustibili e gas" si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 6.630 milioni di euro (5.328 milioni di euro nel 2011) e agli acquisti di altri combustibili per 6.642 milioni di euro (6.128 milioni di euro nel 2011).

9.b Servizi - *Euro 15.738 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Vettoriamenti passivi	**9.819**	8.701	1.118
Manutenzioni e riparazioni	**1.377**	1.369	8
Spese telefoniche e postali	**276**	273	3
Servizi di comunicazione	**130**	160	(30)
Servizi informatici	**254**	242	12
Godimento beni di terzi	**569**	571	(2)
Altri servizi	**3.313**	3.124	189
Totale	**15.738**	**14.440**	**1.298**

I costi per servizi, pari a 15.738 milioni di euro nel 2012, si incrementano rispetto all'esercizio 2011 sostanzialmente a seguito dei maggiori vettoriamenti passivi di energia elettrica per effetto dell'aumento delle tariffe di trasporto.

L'aumento degli "Altri servizi" è invece prevalentemente dovuto ai maggiori corrispettivi accessori alla vendita di energia, tra cui il diritto di utilizzo di capacità di trasporto.

9.c Costo del personale - *Euro 4.860 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Salari e stipendi	**3.511**	3.335	176
Oneri sociali	**896**	870	26
Trattamento di fine rapporto	**119**	120	(1)
Altri costi	**334**	(29)	363
Totale	**4.860**	**4.296**	**564**
- di cui capitalizzati	***(759)***	*(748)*	*(11)*

Il costo del personale dell'esercizio 2012, pari a 4.860 milioni di euro, registra un incremento di 564 milioni di euro. L'organico del Gruppo diminuisce di 1.658 risorse oltre che per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-1.527 risorse), per la variazione di perimetro (-131 unità) connessa alle cessioni di Endesa Ireland e Wisco.
Gli "Altri costi" rilevati nel 2011 risentono della conclusione del programma di incentivazione all'esodo, nonché degli effetti positivi derivanti dall'accordo inerente all'eliminazione delle agevolazioni tariffarie ai dipendenti in servizio in Italia (a seguito del quale è stato rilevato un provento da *curtailment* di 152 milioni di euro).
Per maggiori dettagli sui piani di benefici ai dipendenti, si rinvia alla successiva Nota 29.

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 2012.

	Consistenza media [1]			Consistenza [1]
	2012	2011	2012-2011	**al 31.12.2012** [2]
Dirigenti	1.176	1.219	(43)	1.123
Quadri	14.431	13.908	523	14.766
Impiegati	40.610	41.292	(682)	40.206
Operai	18.393	19.847	(1.454)	17.607
Totale	**74.610**	**76.266**	**(1.656)**	**73.702**

(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".

9.d Ammortamenti e perdite di valore - *Euro 9.003 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Ammortamenti delle attività materiali	**4.708**	4.434	274
Ammortamenti delle attività immateriali	**888**	836	52
Perdite di valore	**3.407**	1.057	2.350
Totale	**9.003**	**6.327**	**2.676**

Gli ammortamenti registrano nel 2012 un incremento di 326 milioni di euro (complessivamente tra attività materiali e immateriali) sostanzialmente per effetto dell'entrata in esercizio di alcuni impianti di generazione, nonché della riduzione della vita utile della centrale nucleare spagnola di Garoña, il cui termine di utilizzo è fissato per il 2013.
La voce "Perdite di valore" nel 2012 include principalmente l'*impairment* effettuato sul *goodwill* riferito alla *cash generating* unit Endesa-Penisola iberica per 2.392 milioni di euro, su Enel OGK-5 per 112 milioni di euro e su Endesa Ireland per 67 milioni di euro (quest'ultimo già svalutato per 105 milioni di euro nel 2011), peraltro ceduta nel corso dell'esercizio. Include inoltre la svalutazione di crediti commerciali per 588 milioni di euro (519 milioni di euro nel 2011), nonché la rilevazione dell'adeguamento di valore delle attività nette di Marcinelle Energie per 145 milioni di euro a seguito dell'adeguamento delle stesse al presumibile valore di realizzo. Nel precedente esercizio la voce includeva inoltre l'*impairment* rilevato sul valore delle reti di distribuzione elettrica in Argentina per 153 milioni di euro e quelli effettuati sugli avviamenti di Enel Green Power Hellas e Marcinelle Energie per complessivi 96 milioni di euro.

9.e Altri costi operativi - *Euro 3.208 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Accantonamenti per rischi e oneri diversi	**468**	47	421
Oneri per acquisto di certificati verdi	**488**	155	333
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	**324**	266	58
Imposte e tasse	**1.225**	1.146	79
Altri	**703**	641	62
Totale	**3.208**	**2.255**	**953**

Gli altri costi operativi, pari a 3.208 milioni di euro, aumentano di 953 milioni di euro principalmente per effetto dei maggiori costi di acquisto di certificati verdi per 333 milioni di euro e dell'aumento degli accantonamenti per rischi e oneri sia per gli accantonamenti effettuati nell'anno sia per la revisione di stime relative ad accantonamenti effettuati negli esercizi precedenti per 398 milioni di euro.

9.f Costi per lavori interni capitalizzati - *Euro (1.747) milioni*

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 759 milioni di euro a costi del personale e per 988 milioni di euro a costi per materiali (rispettivamente 748 milioni di euro e 963 milioni di euro nell'esercizio 2011).

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*

10. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity* - *Euro 38 milioni*

I proventi netti derivanti dalla gestione del rischio *commodity* si riferiscono per 219 milioni di euro a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio e per 181 milioni di euro da oneri netti da valutazione dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2012.

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Proventi			
Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	1.368	1.969	(601)
Totale proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	220	1.426	(1.206)
Totale proventi	**1.588**	**3.395**	**(1.807)**
Oneri			
Totale oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	**(1.549)**	(1.857)	308
Totale oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	**(1)**	(1.266)	1.265
Totale oneri	**(1.550)**	**(3.123)**	**1.573**
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO *COMMODITY*	**38**	**272**	**(234)**
- di cui per derivati di trading*/non copertura IFRS/IAS*	***88***	*237*	*(149)*
- di cui quota inefficace su CFH	***(3)***	*(2)*	*(1)*

11. Proventi/(Oneri) finanziari - *Euro (3.003) milioni*

Proventi finanziari

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Interessi e altri proventi da attività finanziarie (correnti e non correnti):			
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	**49**	65	(16)
- proventi finanziari su titoli non correnti designati a *fair value through profit or loss*	**2**	-	2
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	**284**	256	28
Totale interessi e altri proventi da attività finanziarie	**335**	**321**	**14**
Differenze positive di cambio	**640**	729	**(89)**
Proventi da strumenti derivati:			
- proventi da derivati di *cash flow hedge*	218	568	(350)
- proventi da derivati a *fair value through profit or loss*	273	516	(243)
- proventi da derivati di *fair value hedge*	**34**	45	(11)
Totale proventi da strumenti derivati	**525**	**1.129**	**(604)**
Proventi da partecipazioni	**218**	44	**174**
Altri proventi	**554**	**470**	**84**
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	**2.272**	**2.693**	**(421)**

I proventi finanziari, pari a 2.272 milioni di euro, registrano un decremento di 421 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

I "Proventi da strumenti derivati", pari a 525 milioni di euro, si riferiscono per 380 milioni di euro a proventi realizzati (402 milioni di euro nell'esercizio 2011) e per 145 milioni di euro a proventi da valutazione (727 milioni di euro nel 2011). Il decremento dell'anno è principalmente relativo all'andamento dei tassi di interesse e dei tassi di cambio.

I "Proventi da partecipazioni" includono nel 2012 il provento correlato alla cessione della partecipazione posseduta in Terna (185 milioni di euro).

Gli "Altri proventi", invece, accolgono nel 2012 i proventi finanziari per complessivi 180 milioni di euro iscritti a incremento delle attività finanziarie rilevate in applicazione dell'IFRIC 12 in Brasile a seguito dell'entrata in vigore della *Medida Provisória* n. 579/2012, la quale – stabilendo che il compenso dovuto al concessionario uscente come ristoro del valore residuo delle attività asservite alla concessione deve essere commisurato al valore di sostituzione delle suddette attività – ha comportato la necessità di procedere a una rivisitazione della stima del *financial asset*, finora prudentemente iscritto in misura corrispondente al solo costo di acquisto residuo. Nel 2011 la stessa voce includeva gli interessi di mora derivanti da una sentenza favorevole dell'Autorità giudiziaria spagnola in materia di imposte (63 milioni di euro).

Oneri finanziari

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Interessi e altri oneri su debiti finanziari (correnti e non correnti):			
- interessi passivi su debiti verso banche	**577**	600	(23)
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	**2.206**	1.893	313
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	**149**	259	(110)
- oneri finanziari su titoli designati a *fair value through profit or loss*	**-**	1	(1)
- commissioni passive relative a linee di credito non utilizzate	**38**	21	17
Totale interessi e altri oneri su debiti finanziari	**2.970**	2.774	**196**
Differenze negative di cambio	**573**	1.146	**(573)**
Oneri da strumenti derivati:			
- oneri da derivati di *cash flow hedge*	**491**	450	41
- oneri da derivati a *fair value through profit or loss*	**269**	542	(273)
- oneri da derivati di *fair value hedge*	**17**	15	2
Totale oneri da strumenti derivati	**777**	1.007	**(230)**
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**359**	281	**78**
Attualizzazione altri fondi	**259**	247	**12**
Oneri da partecipazioni	**12**	3	**9**
Altri oneri	**325**	259	**66**
TOTALE ONERI FINANZIARI	**5.275**	5.717	**(442)**

Gli oneri finanziari, pari a 5.275 milioni di euro, sono in diminuzione di 442 milioni di euro rispetto al 2011.

In particolare, l'incremento degli "Interessi e altri oneri su debiti finanziari", nonché la strategia di rifinanziamento del debito volta a ottimizzare la struttura finanziaria e allungare la vita media dell'indebitamento del Gruppo, è stato controbilanciato dalla riduzione delle "Differenze negative di cambio", che risentono in principal modo dell'indebitamento espresso in valuta diversa dall'euro, coperto da analoghe operazioni di *cross currency interest rate swap*.

Gli "Oneri da strumenti derivati", pari a 777 milioni di euro, si riferiscono per 534 milioni di euro a oneri realizzati (623 milioni di euro nell'esercizio 2011) e per 243 milioni di euro a oneri da valutazione (384 milioni di euro nel 2011).

12. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 88 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Proventi da partecipazioni in società collegate	**123**	112	11
Oneri da partecipazioni in società collegate	**35**	15	20
Totale	**88**	**96**	**(8)**

Per maggiori dettagli sulla composizione del saldo, si rimanda alla Nota 18.

Si segnala, inoltre, che le principali differenze rispetto allo scorso esercizio sono rappresentate dall'aumento dei risultati di LaGeo (+16 milioni di euro) ed Endesa Gas T&D (+14 milioni di euro), i cui effetti sono più che compensati dalla riduzione dei risultati di alcune società minori appartenenti alla Divisione Energie Rinnovabili.

13. Imposte - *Euro 2.745 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Imposte correnti	**2.898**	2.848	50
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	**(319)**	(55)	(264)
Imposte differite	**483**	273	210
Imposte anticipate	**(317)**	(39)	(278)
Totale	**2.745**	**3.027**	**(282)**

Le imposte dell'esercizio 2012 ammontano a 2.745 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 57,0% a fronte di un'incidenza del 36,3% nell'esercizio 2011.

Le "Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti" includono nel 2012 gli effetti della rilevazione del credito relativo al rimborso Ires e "Robin Hood Tax" per mancata deduzione dell'Irap relativa alle spese per il personale stabilita dal decreto legge n. 16/2012 per complessivi 241 milioni di euro.

Le "Imposte differite" risentono dell'adeguamento per circa 272 milioni di euro della fiscalità differita delle società cilene e slovacche a seguito dell'incremento dell'aliquota fiscale nei due Paesi a decorrere dal 1° gennaio 2013, mentre le "Imposte anticipate" presentano, oltre al medesimo effetto (pari a 138 milioni di euro), un andamento correlato alla rilevazione di maggiori accantonamenti non riconosciuti fiscalmente.

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 1.021 milioni di euro (924 milioni di euro nell'esercizio 2011).

Milioni di euro

	2012		2011 *restated*	
Risultato *ante* imposte	**4.820**		8.350	
Imposte teoriche	**1.326**	**27,5%**	2.296	27,5%
Effetto fiscale teorico su perdite di valore su avviamenti	**707**	**14,7%**	55	0,7%
Differenze permanenti, effetto diverse aliquote estere e partite minori	**116**	**2,4%**	(168)	-2,0%
Addizionale Ires (decreto legge. n. 112/2008)	**495**	**10,3%**	506	6,1%
Differenze su stime imposte anni precedenti su società italiane	**(272)**	**-5,6%**	(14)	-0,2%
Irap	**373**	**7,7%**	352	4,2%
Totale	**2.745**	**57,0%**	**3.027**	**36,3%**

14. 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 0 in entrambi gli esercizi a confronto).

	2012	2011 *restated*	2012-2011
Risultato delle *continuing operations* di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	**865**	4.113	(3.248)
Risultato delle *discontinued operations* di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	**865**	4.113	(3.248)
Numero azioni ordinarie	**9.403.357.795**	9.403.357.795	-
Effetto diluitivo per *stock option*	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	**0,09**	0,44	(0,35)
Risultato e risultato diluito delle *continuing operations* per azione (euro)	**0,09**	0,44	(0,35)
Risultato e risultato diluito delle *discontinued operations* 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

15. Immobili, impianti e macchinari - *Euro 83.115 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2011 e 2012 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	565	10.115	138.809	409	1.738	756	202	8.825	**161.419**
Fondo ammortamento	-	5.044	76.488	318	1.236	108	131	-	**83.325**
Consistenza al 01.01.2011 *restated*	**565**	**5.071**	**62.321**	**91**	**502**	**648**	**71**	**8.825**	**78.094**
Investimenti	3	78	1.668	28	69	14	4	4.981	**6.845**
Passaggi in esercizio	9	195	3.876	1	41	181	13	(4.316)	**-**
Differenze di cambio	(3)	(18)	(146)	-	(10)	9	-	(55)	**(223)**
Variazione perimetro di consolidamento	(1)	(2)	180	-	1	-	(1)	130	**307**
Ammortamenti	-	(219)	(3.981)	(16)	(119)	(52)	(21)	-	**(4.408)**
Perdite di valore	(5)	(36)	(164)	-	1	-	-	(41)	**(245)**
Altri movimenti	11	201	(332)	(12)	(118)	270	5	34	**59**
Rimisurazione al *fair value* a seguito di modifica nel controllo	1	32	96	-	-	-	-	-	**129**
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	-	-	36	-	-	-	-	(2)	**34**
Totale variazioni	**15**	**231**	**1.233**	**1**	**(135)**	**422**	**-**	**731**	**2.498**
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 31.12.2011 *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	**589**	**5.562**	**66.246**	**95**	**320**	**1.055**	**97**	**9.151**	**83.115**

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 11.002 milioni di euro (12.513 milioni di euro al 31 dicembre 2011), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica per 5.986 milioni di euro (7.870 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e alla rete di distribuzione di energia elettrica di Endesa per 3.688 milioni di euro (3.749 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Il decremento dell'esercizio è da ricondurre sostanzialmente alle novità normative introdotte in Italia con la legge n. 134/2012, secondo la quale alcuni impianti del Gruppo classificati al 31 dicembre 2011 come beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico (la cui scadenza è fissata al 31 dicembre 2029) sono ora considerati devolvibili.

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), in Grecia (con durata decennale) e in Italia (con una durata di 18 anni).
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 11 anni e con un tasso del 6,5%, nonché ad alcuni impianti a ciclo combinato in Perù (durata residua di quattro 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 Jaslovske Bohunice e dell'impianto idroelettrico di Gabcikovo, 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 *decommissioning*, mentre per l'impianto di Gabcikovo 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	Valore attuale
	al 31.12.2011	
2012	90	67
2013-2016	263	161
Oltre il 2016	750	532
Totale	**1.103**	**760**

Milioni di euro	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
	al 31.12.2012	
2013	70	70
2014-2017	300	198
Oltre il 2017	687	492
Totale	**1.057**	**760**

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2012 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 6.436 milioni di euro, sono in diminuzione rispetto al 2011 di 409 milioni di euro.

Milioni di euro

	2012	2011
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	**952**	1.272
- idroelettrici	**656**	516
- geotermoelettrici	**214**	113
- nucleari	**802**	878
- con fonti energetiche alternative	**911**	1.194
Totale impianti di produzione	**3.535**	3.973
Rete di distribuzione di energia elettrica	2.782	2.668
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	119	204
TOTALE	**6.436**	**6.845**

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 3.535 milioni di euro, con un decremento di 438 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, che risente principalmente dei minori investimenti in impianti da fonte termoelettrica e da fonte nucleare delle Divisioni Iberia e America Latina e Internazionale e dei minori investimenti in impianti con fonti energetiche alternative della Divisione Energie Rinnovabili.
Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.782 milioni di euro e risultano in aumento di 114 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2012 si riferisce prevalentemente alle acquisizioni delle società messicane Stipa Nayaa ed Eólica Zopiloapan operanti nella generazione di energia elettrica da fonte eolica (218 milioni di euro).
Le "Perdite di valore" sugli immobili, impianti e macchinari

ammontano a 150 milioni di euro e sono parzialmente compensate dai ripristini di valore dell'impianto di Mercure in Italia (41 milioni di euro) e di alcuni beni nelle isole Baleari (36 milioni di euro, rilevati a seguito della pronuncia favorevole dell'Autorità giudiziaria spagnola).

Gli "altri movimenti" includono, tra gli altri, l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati per 91 milioni di euro (88 milioni di euro nel 2011).

La "Rimisurazione al *fair value* a seguito di modifica nel controllo", pari a 4 milioni di euro, è connessa all'applicazione del principio contabile internazionale IAS 27 (*Revised*) relativamente a Sociedad Eólica Los Lances nella misura corrispondente alla quota di partecipazione detenuta antecedentemente all'acquisizione del controllo.

La "Riclassifica ad 'Attività possedute per la vendita'" si riferisce sostanzialmente agli immobili, impianti e macchinari della società belga Marcinelle Energie che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, risponde ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

16. Attività immateriali - *Euro 35.970 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativi agli esercizi 2011 e 2012 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	13	2.087	17.293	4.611	1.442	305	18.470	**44.221**
Fondo ammortamento	-	1.583	933	1.371	799	-	-	**4.686**
Consistenza al 01.01.2011 *restated*	**13**	**504**	**16.360**	**3.240**	**643**	**305**	**18.470**	**39.535**
Investimenti	4	120	27	258	17	206	-	**632**
Passaggi in esercizio	2	187	1	301	30	(521)	-	**-**
Differenze di cambio	-	(3)	(377)	(264)	4	(1)	(21)	**(662)**
Variazione perimetro di consolidamento	-	(1)	306	-	41	12	30	**388**
Ammortamenti	(2)	(230)	(320)	(215)	(92)	-	-	**(859)**
Perdite di valore	-	-	1	-	(15)	(1)	(96)	**(111)**
Altri movimenti	4	(1)	66	(374)	(77)	317	(46)	**(111)**
Rimisurazione al *fair value* a seguito di modifica nel controllo	-	-	229	-	-	-	-	**229**
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	-	-	3	-	-	-	5	**8**
Totale variazioni	**8**	**72**	**(64)**	**(294)**	**(92)**	**12**	**(128)**	**(486)**
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 31.12.2011 *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	-	-	19	113	**168**
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)**	**(70)**	**12**	**(2.379)**	**(3.079)**
Costo storico	41	2.432	17.605	4.196	1.570	329	15.963	**42.136**
Fondo ammortamento	14	1.859	1.476	1.728	1.089	-	-	**6.166**
Consistenza al 31.12.2012	**27**	**573**	**16.129**	**2.468**	**481**	**329**	**15.963**	**35.970**

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2012, al netto dell'incremento nella voce "Avviamento", si riferisce principalmente al valore attribuito alla *customer list* relativa all'acquisizione, realizzata il 29 febbraio 2012 da Endesa Energia, del portafoglio gas dell'area metropolitana di Madrid, all'acquisizione di un'ulteriore quota del 58% di Trade Wind Energy, società della quale era già detenuta una quota azionaria del 42% (18 milioni di euro), nonché ad alcune acquisizioni realizzate in Italia e Grecia dalla Divisione Energie Rinnovabili.

La "Rimisurazione al *fair value* a seguito di modifica nel controllo" è connessa all'applicazione del principio contabile internazionale IAS 27 (*Revised*) relativamente a Trade Wind Energy (11 milioni di euro) ed Enel Stoccaggi (1 milione di euro) nella misura corrispondente alla quota di partecipazione detenuta antecedentemente all'acquisizione del controllo.

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 sviluppo 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 10.622 milioni di euro (10.325 milioni di euro al 31 dicembre 2011); sulla base delle previsioni formulate, i flussi di cassa attribuibili a ciascuna delle concessioni di distribuzione di energia elettrica, in Spagna e in vari Paesi latinoamericani, 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. Gli "Altri movimenti" relativamente a tale voce si riferiscono alla riclassifica effettuata (per 174 milioni di euro) a seguito delle modifiche normative intervenute in Brasile a seguito dell'entrata in vigore della *Medida Provisória* n. 579/2012 che hanno comportato una revisione della valutazione di tali beni a fronte di un incremento delle attività finanziarie non correnti.

L'"Avviamento" è pari a 15.963 milioni di euro, con un decremento nell'esercizio di 2.379 milioni di euro.

Milioni di euro	al 31.12.2011			Variazione perimetro di consolid.	Differenze cambio	Perdite di valore	Altri movimenti	**al 31.12.2012**		
	Costo storico	*Impairment* cumulati	**Valore netto**					Costo storico	*Impairment* cumulati	**Valore netto**
Endesa	14.259	-	**14.259**	-	-	(2.392)	-	14.259	(2.392)	**11.867**
Enel OGK-5	1.214	-	**1.214**	-	43	(112)	-	1.257	(112)	**1.145**
Gruppo Enel Green Power [1]	930	(72)	**858**	112	(9)	(13)	(6)	1.027	(85)	**942**
Slovenské elektrárne	697	-	**697**	-	-	-	-	697	-	**697**
Enel Energia	579	-	**579**	-	-	-	-	579	-	**579**
Enel Distributie Muntenia	552	-	**552**	-	(6)	-	2	548	-	**548**
Enel Energie Muntenia	114	-	**114**	-	(1)	-	-	113	-	**113**
RusEnergoSbyt	43	-	**43**	-	1	-	1	45	-	**45**
Nuove Energie	26	-	**26**	-	-	-	-	26	-	**26**
Enel Stoccaggi	-	-	**-**	1	-	-	-	1	-	**1**
Marcinelle Energie [2]	26	(26)	**-**	-	-	-	-	26	(26)	**-**
Artic Russia	10	(10)	**-**	-	-	-	-	10	(10)	**-**
Totale	**18.450**	**(108)**	**18.342**	**113**	**28**	**(2.517)**	**(3)**	**18.588**	**(2.625)**	**15.963**

(1) Include Enel Green Power España, Enel Green Power Latin America, Enel Panama, Inelec, Enel Green Power North America, Enel Green Power Hellas, Enel Green Power France, Enel Green Power Romania, Enel Green Power Bulgaria ed Enel Green Power Portoscuso e altre minori.

(2) Classificata al 31 dicembre 2012 tra le "Attività possedute per la vendita".

La "Variazione del perimetro di consolidamento" si riferisce principalmente all'acquisizione della società Stipa Nayaa operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica (14 milioni di euro), all'acquisizione della società messicana Eólica Zopiloapan (14 milioni di euro), all'acquisizione di ulteriori quote del capitale sociale di alcune società greche (tra cui la *pipeline* Kafireas) che ha permesso di averne il pieno controllo e a Enel Stoccaggi (1 milione di euro).

Le "Perdite di valore" sono rilevate a seguito degli esiti degli *impairment test*, come dettagliato in seguito.

La colonna "Altri movimenti" include la variazione della valutazione a fine esercizio del debito associato all'acquisizione di quote di minoranza azionaria (tra cui Enel Distribuție Muntenia ed Enel Energie Muntenia) in virtù di alcune *put option* concesse a tali soci in sede di acquisizione delle società stesse, avvenuta nel 2008.

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 bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli *discounted cash flow*, che prevedono la stima dei 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*;
- 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 *terminal value* 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 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 *pre-tax* [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	*Terminal value* [3]
	al 31.12.2012				
Endesa-Penisola iberica [4]	8.607	1,9%	8,0%	10 anni	Perpetuità
Endesa-America Latina	3.260	3,8%(1,0%) [5]	9,5%	10 anni	Perpetuità
Enel OGK-5	1.145	1,2%	13,3%	10 anni	Perpetuità
Slovenské elektrárne	697	1,0%	9,6%	10 anni	Perpetuità
Enel Romania [6]	661	2,4%	10,3%	10 anni	Perpetuità
Enel Energia	579	0,4%	11,5%	10 anni	10 anni
Enel Green Power España	407	2,0%	8,4%	5 anni	17 anni
Enel Green Power Latin America	287	3,4%	9,9%	5 anni	21 anni
Enel Green Power North America	108	2,2%	7,7%	5 anni	20 anni
Enel Green Power Hellas	73	2,0%	16,8%	10 anni	20 anni
RusEnergoSbyt	45	-	16,5%	10 anni	-
Nuove Energie	26	0,4%	9,2%	10 anni	18 anni
Enel Green Power Portoscuso e altre minori	25	2,0%	10,1%	10 anni	15 anni
Enel Green Power France	24	1,9%	7,8%	5 anni	18 anni
Enel Green Power Romania	13	2,4%	11,5%	5 anni	20 anni
Enel Green Power Bulgaria	5	3,0%	9,3%	10 anni	12 anni
Enel Stoccaggi	1	0,4%	8,8%	10 anni	31 anni
Marcinelle Energie	-	-	-	-	-

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.
(2) Il 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 3,8% (4,0% al 31 dicembre 2011) per i primi 10 anni dopo il periodo esplicito seguito da una rendita perpetua al tasso di crescita pari allo 1,0% (1,2% al 31 dicembre 2011).
(6) Comprende tutte le società operanti in Romania.

Al 31 dicembre 2012, dagli *impairment test* effettuati, sono emerse 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 stima potranno derivare dalle attività inerenti alla CGU, anche a seguito dei diversi provvedimenti adottati, a più riprese, dal Governo spagnolo in materia di energia nel corso di tutto il 2012 e in particolare nel quarto trimestre. Per maggiori dettagli su tali misure di legge, si rinvia alla sezione sulle novità normative e regolatorie della Divisione Iberia e America Latina nella Relazione sulla gestione. In aggiunta, la valutazione è stata ulteriormente condizionata dall'incremento del rischio Paese, fattorizzato nel tasso di sconto utilizzato per la determinazione quantitativa del valore d'uso;
> 112 milioni di euro sulla CGU Enel OGK-5, per riflettere un decremento nella stima dei flussi reddituali futuri dovuto a una contrazione nelle previsioni di crescita dei prezzi a medio termine e alle attuali incertezze regolatorie che caratterizzano il *business* di generazione di energia elettrica in Russia in merito a un possibile differimento della sua completa liberalizzazione.

Analogamente, al 31 dicembre 2011 erano state rilevate le seguenti perdite di valore:

> l'azzeramento dell'avviamento relativo alla CGU Enel Green Power Hellas (70 milioni di euro), in conseguenza di un incremento del rischio Paese fattorizzato nel tasso di sconto;
> l'azzeramento dell'avviamento attribuito alla CGU Marcinelle Energie (26 milioni di euro), la cui attività è la gestione dell'impianto CCGT in Belgio. In sede di *impairment test*, il *management* ha proceduto a svalutare tale avviamento sulla base di un possibile decremento delle prospettive di redditività del *business* operato.

Importo	Tasso di crescita[1]	Tasso di sconto WACC *pre-tax* [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	*Terminal value* [3]
al 31.12.2011				
10.999	2,1%	7,5%	10 anni	Perpetuità
3.260	4,0%(1,2%) [5]	9,4%	10 anni	Perpetuità
1.214	1,2%	13,0%	10 anni	Perpetuità
697	1,2%	9,1%	10 anni	Perpetuità
666	2,8%	9,8%	10 anni	Perpetuità
579	0,8%	10,6%	10 anni	10 anni
406	2,0%	8,3%	5 anni	16 anni
266	3,5%	9,2%	5 anni	30 anni
123	2,1%	7,8%	5 anni	21 anni
-	2,2%	15,8%	10 anni	26 anni
43	1,2%	15,6%	12 anni	-
26	0,8%	9,8%	10 anni	19 anni
20	2,0%	10,9%	10 anni	16 anni
25	2,0%	7,9%	5 anni	20 anni
13	2,9%	11,1%	5 anni	20 anni
5	2,5%	9,2%	10 anni	14 anni
-	-	-	-	-
-	1,4%	10,3%	25 anni	-

17. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 6.305 milioni ed euro 11.753 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	al 31.12.2011 *restated*	Incr./ (Decr.) con imputazione a Conto economico	Variazione area di consolidam.	Altri movimenti	Differenze cambio	Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	**al 31.12.2012**
Attività per imposte anticipate:							
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.181	(18)	(25)	659	7	-	1.804
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore con deducibilità fiscale differita	2.471	180	-	(333)	(11)	-	2.307
- perdite fiscalmente riportabili	75	9	1	42	-	(11)	116
- valutazione strumenti finanziari	659	(11)	-	(1)	3	-	650
- altre partite	1.730	157	-	(445)	(14)	-	1.428
Totale	**6.116**	**317**	**(24)**	**(78)**	**(15)**	**(11)**	**6.305**
Passività per imposte differite:							
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	9.125	66	(24)	(242)	14	(15)	8.924
- valutazione strumenti finanziari	346	(4)	-	(122)	-	-	220
- altre partite	2.034	421	1	177	(18)	(6)	2.609
Totale	**11.505**	**483**	**(23)**	**(187)**	**(4)**	**(21)**	**11.753**

Attività per imposte anticipate non compensabili	2.311
Passività per imposte differite non compensabili	5.199
Passività per imposte differite nette eccedenti anche dopo un'eventuale compensazione	2.560

Le "Attività per imposte anticipate" al 31 dicembre 2012 sono pari a 6.305 milioni di euro (6.116 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 1.193 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 524 milioni di euro.

Analogamente, considerata la possibilità di controllare l'aumento del patrimonio netto di Endesa da parte di Enel Energy Europe, non sono state rilevate imposte differite correlate alla differenza (pari a 1.506 milioni di euro) tra il valore contabile e il valore fiscale della partecipazione. Tale differenza si è generata dalla deduzione, operata nel 2009, della svalutazione della partecipazione a seguito della distribuzione di un dividendo straordinario.

Le "Passività per imposte differite", pari a 11.753 milioni di euro al 31 dicembre 2012 (11.505 milioni di euro al 31 dicembre 2011), 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 l'adeguamento della fiscalità differita delle società cilene e slovacche, a seguito dell'incremento dell'aliquota fiscale nei due Paesi a decorrere dal 1° gennaio 2013, ha comportato un incremento (rilevato in contropartita al Conto economico) delle imposte anticipate e differite rispettivamente pari a 138 milioni di euro e 272 milioni di euro.

18. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 1.115 milioni*

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro		Quota %	Variazione perimetro di consolidam.	Impatto a Conto economico	Altri movimenti		Quota %
	al 31.12.2011 *restated*					**al 31.12.2012**	
SeverEnergia	289	19,6%	-	(8)	11	**292**	**19,6%**
Elica 2	168	30,0%	(34)	-	-	**134**	**30,0%**
Enel Rete Gas	131	19,9%	-	2	(8)	**125**	**14,8%**
LaGeo	91	36,2%	-	34	(22)	**103**	**36,2%**
Chisholm View Wind Project	-	-	90	-	(30)	**60**	**49,0%**
Prairie Rose Wind	-	-	125	-	(77)	**48**	**49,0%**
CESI	29	41,9%	-	6	-	**35**	**42,7%**
Endesa Gas T&D (già Nubia 2000)	29	20,0%	-	11	(8)	**32**	**20,0%**
Tecnatom	25	45,0%	-	4	-	**29**	**45,0%**
Elcogas	2	45,3%	-	8	(7)	**3**	**45,3%**
Altre	321		(34)	31	(64)	**254**	
Totale	**1.085**		**147**	**88**	**(205)**	**1.115**	

Si segnala che le partecipazioni in SeverEnergia ed Enel Rete Gas sono consolidate con il metodo del patrimonio netto in virtù dei meccanismi di *governance* delle stesse, che garantiscono a Enel un'influenza notevole nella gestione societaria. In alcuni casi (tra cui Enel Rete Gas, Chisholm View Wind Project ed Endesa Gas T&D) il Gruppo è titolare di opzioni di acquisto che, a determinate condizioni e tempi, potranno consentire l'aumento dell'interessenza detenuta nelle società in questione. In particolare, Enel Distribuzione dispone di un'opzione di riacquisto ("*call option*") dell'80% del capitale di Enel Rete Gas esercitabile, al verificarsi di determinate condizioni, a partire dal 2014 (anno in cui si concluderà un periodo di *lock up* quinquennale valevole tanto per Enel Distribuzione quanto per F2i Reti Italia) e fino al 2018.

La voce "Variazione di perimetro di consolidamento" include l'effetto dell'acquisizione del 49% di Chisholm View Wind Project, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica in Oklahoma, e di Prairie Rose Wind. Tali variazioni sono parzialmente compensate da alcune società greche (tra cui la *pipeline* Kafireas) e dalla società Trade Wind Energy, le quali erano valutate con il metodo del patrimonio netto e che in seguito all'acquisizione di ulteriori quote del capitale sociale sono ora controllate e consolidate integralmente.

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 31.12.2012			
SeverEnergia	3.064	121	1.429	292	128	(40)
Enel Rete Gas	2.514	387	1.750	351	627	47
Elica 2	9	2	-	1	-	-
LaGeo	243	170	18	49	197	94
Chisholm View Wind Project	278	9	61	111	1	1
Prairie Rose	225	6	47	82	1	1
CESI	54	88	16	46	61	8
Endesa Gas T&D (già Nubia 2000)	1.406	140	1.236	139	189	55
Tecnatom	61	70	23	43	111	8
Elcogas	95	72	11	150	172	19

Milioni di euro	Attività non correnti	Attività correnti	Passività non correnti	Passività correnti	Ricavi	Utili/ (Perdite)
			al 31.12.2011 *restated*			
SeverEnergia	2.483	113	360	784	-	(13)
Enel Rete Gas	2.369	270	1.568	219	501	12
Elica 2	12	5	-	2	-	-
LaGeo	258	66	6	22	118	51
Chisholm View Wind Project	-	-	-	-	-	-
Prairie Rose	-	-	-	-	-	-
CESI	47	82	17	45	59	9
Endesa Gas T&D (già Nubia 2000)	1.128	96	963	113	111	(16)
Tecnatom	57	61	33	29	102	5
Elcogas	120	103	7	214	148	5

19. Attività finanziarie non correnti - *Euro 5.518 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Partecipazioni in altre imprese	**362**	993	(631)
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi Nota 26.3)	**3.576**	3.576	-
Contratti derivati (vedi Nota 6.1)	**953**	1.387	(434)
Accordi per servizi in concessione	**594**	317	277
Risconti attivi finanziari non correnti	**33**	52	(19)
Totale	**5.518**	**6.325**	**(807)**

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include partecipazioni valutate al *fair value* per 237 milioni di euro e, per la restante parte (125 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 *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.

Nella seguente tabella si evidenzia il dettaglio della voce sopra commentata in base ai diversi livelli di *fair value*, così come individuati dalle modifiche all'IFRS 7.

Milioni di euro	*Fair value*	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2012			
Partecipazioni in altre imprese	**237**	228	3	6

In particolare, di seguito è esposta la movimentazione delle partecipazioni di livello 3.

Milioni di euro	
Saldo al 01.01.2012	7
Utile/(Perdita) a Conto economico	-
Altri movimenti	(1)
Saldo al 31.12.2012	**6**

In particolare, il dettaglio delle partecipazioni in altre imprese è di seguito rappresentato.

Milioni di euro		Quota %		Quota %	
	al 31.12.2012		al 31.12.2011 *restated*		2012-2011
Bayan Resources	**222**	**10,00%**	511	10,00%	(289)
Terna	-	-	266	5,12%	(266)
Echelon	6	**7,36%**	11	7,36%	(5)
Altre	134		205		(71)
Totale	**362**		**993**		**(631)**

La variazione rispetto all'esercizio precedente è sostanzialmente relativa sia a talune cessioni, tra cui si evidenziano quella della partecipazione detenuta in Terna, avvenuta a inizio 2012, e di alcune partecipazioni minori detenute in Spagna (Euskaltel e Gas de Extremadura Transportista), 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 26.3.

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. La variazione dell'anno risente per 354 milioni di euro delle modifiche (già commentate nei proventi finanziari e nelle attività immateriali) intervenute in Brasile a seguito dell'entrata in vigore della *Medida Provisória* n. 579/2012.

20. Altre attività non correnti - *Euro 897 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	51	85	(34)
Attività netta programmi del personale	**99**	97	2
Altri crediti	**747**	330	417
Totale	**897**	**512**	**385**

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono al 31 dicembre 2012 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 dipendenti di Endesa, rispetto alle relative passività attuariali.

L'incremento degli "Altri crediti" è relativo per 241 milioni di euro al rimborso Ires e "Robin Hood Tax" per mancata deduzione dell'Irap relativa alle spese per il personale stabilita dal decreto legge n. 16/2012 e per 142 milioni di euro all'incremento degli anticipi versati ai fornitori principalmente in virtù delle clausole di *take or pay* previste nei contratti pluriennali di fornitura di gas, nonché alle somme anticipate in relazione alle attività di esplorazione in Algeria.

21. Rimanenze - *Euro 3.338 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
- combustibili	**2.271**	2.024	247
- materiali, apparecchi e altre giacenze	**983**	1.032	(49)
Totale	**3.254**	**3.056**	**198**
Immobili destinati alla vendita	**79**	82	(3)
Acconti	**5**	10	(5)
TOTALE	**3.338**	**3.148**	**190**

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. L'incremento dell'anno è da ricondurre principalmente alla crescita delle rimanenze di gas e di carbone. Tale voce include, inoltre, diritti di emissione di CO_2 per 384 milioni di euro al 31 dicembre 2012 (293 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Gli immobili destinati alla vendita si riferiscono a unità residue del patrimonio immobiliare del Gruppo, costituite in massima parte da immobili a uso civile.

22. Crediti commerciali - *Euro 11.719 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Clienti:			
- vendita e trasporto di energia elettrica	**8.838**	8.756	82
- distribuzione e vendita di gas	1.570	1.353	217
- altre attività	1.243	1.353	(110)
Totale	**11.651**	**11.462**	**189**
Crediti commerciali verso imprese collegate	**29**	61	(32)
Crediti per lavori in corso su ordinazione	**39**	47	(8)
TOTALE	**11.719**	**11.570**	**149**

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 1.421 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 1.661 milioni di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro

Totale al 1° gennaio 2011	**1.349**
Accantonamenti	519
Utilizzi	(449)
Altri movimenti	242
Totale al 31 dicembre 2011 *restated*	**1.661**
Accantonamenti	588
Utilizzi	(802)
Altri movimenti	(26)
Totale al 31 dicembre 2012	**1.421**

I crediti commerciali non svalutati al 31 dicembre 2012 sono dettagliati per scadenza come segue.

Milioni di euro	
Non scaduti	**7.735**
Scaduti:	
- da 0 a 6 mesi	2.094
- da 6 a 12 mesi	489
- da 12 a 24 mesi	515
- oltre 24 mesi	886
Totale al 31 dicembre 2012	**11.719**

23. Crediti tributari - *Euro 1.631 milioni*

I crediti tributari al 31 dicembre 2012 ammontano a 1.631 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente a crediti per imposte sul reddito per 528 milioni di euro (512 milioni di euro al 31 dicembre 2011), a crediti per imposte indirette per 593 milioni di euro (406 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e a crediti per imposte erariali e addizionali per 394 milioni di euro (225 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

24. Attività finanziarie correnti - *Euro 9.381 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Attività finanziarie correnti incluse nella posizione finanziaria netta (vedi Nota 26.4)	7.571	7.954	(383)
Contratti derivati (vedi Nota 6.2)	1.718	2.420	(702)
Altre	92	92	-
Totale	**9.381**	**10.466**	**(1.085)**

Per la voce "Attività finanziarie correnti incluse nella posizione finanziaria netta" si rimanda a quanto commentato nella Nota 26.4.

Per la voce "Contratti derivati" si rimanda a quanto commentato nella Nota 6.2.

25. Altre attività correnti - *Euro 2.262 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	936	959	(23)
Crediti verso il personale	40	41	(1)
Crediti verso altri	1.092	985	107
Ratei e risconti attivi operativi	194	151	43
Totale	**2.262**	**2.136**	**126**

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono i crediti relativi al sistema Italia per 454 milioni di euro (833 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e al sistema Spagna per 482 milioni di euro (126 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine (51 milioni di euro), i crediti operativi verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati al 31 dicembre 2012 ammontano complessivamente a 987 milioni di euro (1.044 milioni di euro al 31 dicembre 2011), a fronte di debiti per 3.371 milioni di euro (2.782 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

26. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - *Euro 42.948 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 31.12.2012**	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Finanziamenti a lungo termine	26.1	**55.959**	48.703	7.256
Finanziamenti a breve termine	26.2	**3.970**	4.799	(829)
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	26.1	**4.057**	9.672	(5.615)
Attività finanziarie non correnti	26.3	**(3.576)**	(3.576)	-
Attività finanziarie correnti	26.4	**(7.571)**	(7.954)	383
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	26.5	**(9.891)**	(7.015)	(2.876)
Totale		**42.948**	**44.629**	**(1.681)**

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2012 e al 31 dicembre 2011, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Denaro e valori in cassa	1.027	1.068	(41)
Depositi bancari e postali	**8.864**	5.947	2.917
Titoli	**42**	52	(10)
Liquidità	**9.933**	**7.067**	**2.866**
Crediti finanziari a breve termine	1.923	1.900	23
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	**288**	370	(82)
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	**5.318**	5.632	(314)
Crediti finanziari correnti	**7.529**	**7.902**	**(373)**
Debiti verso banche	**(283)**	(888)	605
Commercial paper	**(2.914)**	(3.204)	290
Quota corrente di finanziamenti bancari	**(714)**	(6.894)	6.180
Quota corrente debiti per obbligazioni e *preference share* emesse	(3.115)	(2.473)	(642)
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	**(228)**	(305)	77
Altri debiti finanziari correnti	**(773)**	(707)	(66)
Totale debiti finanziari correnti	**(8.027)**	**(14.471)**	**6.444**
Posizione finanziaria corrente netta	**9.435**	**498**	**8.937**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	**(13.282)**	(9.918)	(3.364)
Obbligazioni e *preference share*	**(41.509)**	(37.641)	(3.868)
Debiti verso altri finanziatori	**(1.168)**	(1.144)	(24)
Posizione finanziaria non corrente	**(55.959)**	**(48.703)**	**(7.256)**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	**(46.524)**	**(48.205)**	**1.681**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**3.576**	**3.576**	**-**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(42.948)**	**(44.629)**	**1.681**

Si precisa che, relativamente a tali voci, non vi sono rapporti con parti correlate.

26.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 60.016 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 2012 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse

Milioni di euro	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota con scadenza nel				
		al 31.12.2012		al 31.12.2011			2014	2015	2016	2017	Oltre
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	2013-2097	**29.882**	30.176	25.042	1.960	27.922	490	2.603	3.696	2.486	18.647
- tasso variabile quotate	2013-2031	**6.507**	6.558	6.521	157	6.350	1.197	1.476	1.201	409	2.067
- tasso fisso non quotate	2013-2039	**6.460**	6.466	6.606	758	5.702	1.033	-	116	1.133	3.420
- tasso variabile non quotate	2013-2032	**1.594**	1.594	1.765	59	1.535	61	63	64	65	1.282
Totale		**44.443**	**44.794**	**39.934**	**2.934**	**41.509**	**2.781**	**4.142**	**5.077**	**4.093**	**25.416**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	2013-2046	**853**	861	900	50	803	52	58	75	81	537
- tasso variabile	2013-2035	**11.814**	11.876	10.514	664	11.150	870	738	1.420	4.561	3.561
- uso linee di credito *revolving*	2013-2017	**1.329**	1.329	5.398	-	1.329	800	124	402	3	-
Totale		**13.996**	**14.066**	**16.812**	**714**	**13.282**	**1.722**	**920**	**1.897**	**4.645**	**4.098**
Preference share [1]:											
- tasso variabile	2013	181	181	180	181	-	-	-	-	-	-
Totale		**181**	**181**	**180**	**181**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	2013-2035	915	915	931	99	816	93	85	102	61	475
- tasso variabile	2013-2030	481	481	518	129	352	72	42	43	63	132
Totale		**1.396**	**1.396**	**1.449**	**228**	**1.168**	**165**	**127**	**145**	**124**	**607**
TOTALE		**60.016**	**60.437**	**58.375**	**4.057**	**55.959**	**4.668**	**5.189**	**7.119**	**8.862**	**30.121**

(1) La scadenza delle *preference share* emesse da Endesa Capital Finance LLC è perpetua, con opzione di rimborso anticipato alla pari a partire dal 2013.

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 633 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla Capogruppo, mentre Enel.Re 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 31.12.2012		al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	
Euro	**42.777**	**43.104**	40.608	**3,70%**	**3,92%**
Dollaro USA	8.380	8.402	8.795	5,85%	6,13%
Sterlina inglese	4.102	4.154	4.483	5,80%	5,91%
Peso colombiano	1.600	1.600	1.299	8,80%	8,80%
Real brasiliano	839	842	1.090	10,40%	10,70%
Peso cileno/UF	532	547	712	7,00%	8,50%
Sol peruviano	349	349	356	6,80%	6,80%
Rublo russo	347	347	335	7,90%	8,13%
Yen giapponese	304	304	314	2,35%	2,37%
Altre valute	786	788	383		
Totale valute non euro	**17.239**	**17.333**	17.767		
TOTALE	**60.016**	**60.437**	**58.375**		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subito un decremento per 528 milioni di euro. Tale variazione è attribuibile essenzialmente ai rimborsi a scadenza di prestiti denominati in sterline, dollari e valute dell'America Latina, parzialmente compensati da nuove emissioni in franchi svizzeri, real brasiliani e pesos colombiani.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Movimenti obbligaz. proprie	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Valore nozionale
	al 31.12.2011					**al 31.12.2012**
Obbligazioni	40.188	(2.558)	(114)	7.285	(7)	44.794
Finanziamenti bancari	16.871	(9.039)	-	6.247	(13)	14.066
Preference share	181	-	-	-	-	181
Debiti verso altri finanziatori	1.449	(223)	-	207	(37)	1.396
Totale indebitamento finanziario	**58.689**	**(11.820)**	**(114)**	**13.739**	**(57)**	**60.437**

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2012 registra un incremento di 1.748 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, a fronte di rimborsi per 11.820 milioni di euro, del riacquisto di obbligazioni proprie per 114 milioni di euro, di nuove emissioni per 13.739 milioni di euro e di differenze negative di cambio per 57 milioni di euro.

I principali rimborsi effettuati nel corso del 2012 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 2.558 milioni di euro, a finanziamenti bancari per 9.039 milioni di euro nonché a debiti verso altri finanziatori per 223 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2012 si segnalano:

- 600 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario *retail* a tasso fisso, emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di marzo 2012;
- 400 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario *retail* a tasso variabile, emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di marzo 2012;
- 300 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso da Endesa Capital, scaduto nel mese di luglio 2012;
- 400 milioni di sterline inglesi (consolidati per un contro-

valore di 477 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da International Endesa, scaduto nel mese di luglio 2012;

> 230 milioni di dollari statunitensi (consolidati per un controvalore di 177 milioni di euro), relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da International Endesa, scaduto nel mese di settembre 2012;

> 150 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso da International Endesa, scaduto nel mese di novembre 2012.

I principali rimborsi dei finanziamenti bancari effettuati nell'esercizio sono i seguenti:

> 1.933 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012 del *Credit Facility* 2007 e 2009, da parte di Enel SpA ed Enel Finance International;

> 2.000 milioni di euro relativi al rimborso delle linee di credito *revolving* di Enel SpA;

> 1.000 milioni di euro relativi al rimborso delle linee di credito *revolving* da parte di Enel Finance International;

> 1.358 milioni di euro relativi al rimborso volontario della *tranche* in scadenza nel 2014 del *Credit Facility* 2009, da parte di Enel SpA ed Enel Finance International;

> 887 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari a tasso variabile di Endesa;

> 1.426 milioni di euro relativi al rimborso delle linee di credito *revolving* di Endesa.

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2012 si evidenziano i seguenti:

> nel mese di febbraio, Enel SpA ha negoziato una linea di credito *revolving* bilaterale per un valore complessivo di 950 milioni di euro con scadenza nel 2013; nel mese di settembre, tale linea è stata cancellata ed Enel SpA ha negoziato una nuova linea di credito *revolving* bilaterale per un valore complessivo di 1.000 milioni di euro con scadenza luglio 2014;

> nel mese di febbraio, Endesa ha stipulato finanziamenti a lungo termine per un valore complessivo di 150 milioni di euro;

> nel mese di aprile, Enel Finance International ha stipulato:
  - con un *pool* di banche, un *term loan facility agreement* per un valore complessivo di 3.200 milioni di euro con scadenza nel 2017;
  - *term loan* bilaterali per un valore complessivo di 350 milioni di euro con scadenza nel 2017;

> nel mese di febbraio, Enel SpA ha rinegoziato una linea di credito *revolving* bilaterale per un valore complessivo di 500 milioni di euro con scadenza luglio 2014;

> nel corso dell'esercizio, Emgesa ha stipulato finanziamenti con banche locali a lungo termine per un controvalore complessivo di 130 milioni di euro.

Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del 2012, si segnalano le seguenti:

> nel mese di febbraio, Enel SpA ha emesso un prestito obbligazionario *retail* per un totale di 3.000 milioni di euro strutturato nelle seguenti *tranche*:
  - 2.500 milioni di euro a tasso fisso 4,875% con scadenza 20 febbraio 2018;
  - 500 milioni di euro a tasso variabile con scadenza 20 febbraio 2018;

> nel mese di ottobre, Enel Finance International ha emesso un prestito obbligazionario destinato a investitori istituzionali per un totale di 2.000 milioni di euro strutturato nelle seguenti *tranche*:
  - 1.000 milioni di euro a tasso fisso 4,875% con scadenza 17 aprile 2023;
  - 1.000 milioni di euro a tasso fisso 3.625% con scadenza 17 aprile 2018;

> nel mese di settembre, Enel Finance International ha emesso un prestito obbligazionario destinato a investitori istituzionali per un totale di 1.000 milioni di euro, a tasso fisso 4.875% con scadenza 11 marzo 2020;

> nel mese di giugno, Ampla ha emesso prestiti obbligazionari in real brasiliani per un controvalore complessivo di 155 milioni di euro;

> nel mese di dicembre, Emgesa ha emesso prestiti obbligazionari in pesos colombiani per un controvalore complessivo di 213 milioni di euro;

> nel mese di ottobre, Enel Finance International ha effettuato un'emissione di un prestito obbligazionario denominato in franchi svizzeri e destinato a investitori istituzionali per un controvalore pari a 290 milioni di euro con scadenza 17 dicembre 2018;

> Enel Finance International ha effettuato emissioni di *private placement* per un controvalore complessivo di 550 milioni di euro;

> il tiraggio da parte di Enel Finance International dei *term loan facility agreement* e bilaterali a lungo termine per un valore complessivo di 3.550 milioni di euro con scadenza nel 2017;

> il maggiore utilizzo da parte di Slovenské elektrárne di linee di credito *revolving committed* per complessivi 250 milioni di euro;

> il tiraggio da parte di Enel Distribuzione di un finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti per un valore com-

plessivo di 340 milioni di euro con scadenza nel 2028;

- il tiraggio da parte di Enel Distribuzione ed Enel Green Power di finanziamenti con fondi BEI per un valore complessivo di 680 milioni di euro;
- i tiraggi da parte di Enel Green Power International di finanziamenti erogati dalla Export Credit Agency del Governo danese per un importo pari a 205 milioni di euro;
- il tiraggio da parte di Endesa di finanziamenti bancari per un controvalore complessivo di 830 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 31.12.2012		al 31.12.2011	
Obbligazioni:				
- a tasso fisso	36.342	38.338	31.648	30.701
- a tasso variabile	8.101	7.891	8.286	7.874
Totale	**44.443**	**46.229**	**39.934**	**38.575**
Finanziamenti bancari:				
- a tasso fisso	853	932	900	851
- a tasso variabile	13.143	12.982	15.912	13.332
Totale	**13.996**	**13.914**	**16.812**	**14.183**
***Preference share*:**				
- a tasso variabile	181	181	180	181
Totale	**181**	**181**	**180**	**181**
Debiti verso altri finanziatori:				
- a tasso fisso	915	959	931	957
- a tasso variabile	481	476	518	560
Totale	**1.396**	**1.435**	**1.449**	**1.517**
TOTALE	**60.016**	**61.759**	**58.375**	**54.456**

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 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	33.624	30.300	3.324
- a tasso variabile	7.885	7.161	724
Totale	**41.509**	**37.461**	**4.048**
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	803	807	(4)
- a tasso variabile	12.479	9.111	3.368
Totale	**13.282**	**9.918**	**3.364**
***Preference share*:**			
- a tasso variabile	-	180	(180)
Totale	**-**	**180**	**(180)**
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	816	753	63
- a tasso variabile	352	391	(39)
Totale	**1.168**	1.144	**24**
TOTALE	**55.959**	**48.703**	**7.256**

Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine

Milioni di euro	Saldo contabile		
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	2.718	1.348	1.370
- a tasso variabile	216	1.125	(909)
Totale	**2.934**	**2.473**	**461**
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	50	93	(43)
- a tasso variabile	664	6.801	(6.137)
Totale	**714**	**6.894**	**(6.180)**
***Preference share*:**			
- a tasso variabile	**181**	-	**181**
Totale	**181**	-	**181**
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	99	178	(79)
- a tasso variabile	129	127	2
Totale	**228**	**305**	**(77)**
TOTALE	**4.057**	**9.672**	**(5.615)**

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (*covenant*) in capo alle società debitrici (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, al *Credit Agreement* 2009, alla linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro, sottoscritta nel mese di aprile 2010 e al *Term Loan Facility Agreement* da 3,2 miliardi di euro. Nessuno di tali *covenant* risulta a oggi disatteso.

Gli 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 rispetto 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 pariteticamente 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 il *Credit Agreement* 2009, per la linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro e per il *Term Loan Facility Agreement* da 3,2 miliardi di euro, sostanzialmente similari, 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 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 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.

Nel *Term Loan Facility Agreement* da 3,2 miliardi di euro (sottoscritto da Enel Finance International NV e garantito da Enel SpA) è inoltre presente il seguente *covenant*:

- clausola di "*gearing/leverage*" in base alla quale, al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale), l'indebitamento finanziario netto del Gruppo non deve eccedere 4,5 volte l'EBITDA consolidato su base annua.

Nel *Credit Agreement* 2009 sono inoltre presenti i seguenti *covenant*:

- clausole di rimborso obbligatorio anticipato, in base alle quali, al verificarsi di determinati eventi rilevanti (quali per esempio: emissione di strumenti sul mercato dei capitali, accensione di prestiti bancari, emissioni azionarie o *asset disposal*), il *borrower* dovrà rimborsare anticipatamente i fondi così ottenuti per una quota pari a specifiche percentuali decrescenti determinate sulla base dell'utilizzo della linea;
- clausola di "*subsidiary financial indebtedness*", in base alla quale l'importo aggregato netto dell'indebitamento finanziario delle *subsidiary* controllate da Enel (a eccezione dell'indebitamento finanziario delle *permitted subsidiary*) non deve eccedere il 20% del totale dell'attivo lordo consolidato.

A partire dal 2012, nel *Credit Agreement* 2009, sono previsti i seguenti *covenant*:

- clausola di "*gearing/leverage*" in base alla quale, al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale), l'indebitamento finanziario netto del Gruppo non deve eccedere 4,5 volte l'EBITDA consolidato su base annua;
- la clausola di "*Interest Cover*" prevede che, al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale), il rapporto tra il valore dell'EBITDA consolidato su base annua e l'interesse netto consolidato passivo non dovrà essere inferiore a 4.

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 giudiziali 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.

26.2 Finanziamenti a breve termine - *Euro 3.970 milioni*

Al 31 dicembre 2012 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 3.970 milioni di euro, registrando un decremento di 829 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*
	al 31.12.2012		al 31.12.2011 *restated*		2012-2011	
Debiti verso banche a breve termine	**283**	**283**	888	888	(605)	(605)
Commercial paper	**2.914**	**2.914**	3.204	3.204	(290)	(290)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	**691**	**691**	650	650	41	41
Altri debiti finanziari a breve termine	82	82	57	57	25	25
Indebitamento finanziario a breve	**3.970**	**3.970**	**4.799**	**4.799**	**(829)**	**(829)**

I debiti finanziari verso banche a breve termine ammontano a 283 milioni di euro. I debiti rappresentati da *commercial paper* si riferiscono alle emissioni in essere a fine dicembre 2012 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 3.309 milioni di euro.
Al 31 dicembre 2012 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 2.914 milioni di euro, dei quali 2.555 milioni di euro in capo a Enel Finance International e 359 milioni di euro in capo a Endesa Latinoamérica.

26.3 Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 3.576 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Titoli detenuti sino a scadenza (*held to maturity*)	**130**	68	62
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al *fair value* con imputazione a Conto economico (*fair value through profit or loss*)	12	10	2
Titoli disponibili per la vendita (*available for sale*)	**4**	2	2
Crediti finanziari diversi	**3.430**	3.496	(66)
Totale	**3.576**	**3.576**	**-**

I "Titoli detenuti sino a scadenza" sono costituiti da obbligazioni.
Nella seguente tabella si evidenzia il dettaglio delle prime tre voci sopra esposte in base ai diversi livelli di *fair value*, così come individuati dalle modifiche all'IFRS 7.

Milioni di euro	*Fair value*	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2012			
Titoli detenuti sino a scadenza (*held to maturity*)	130	130	-	-
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al *fair value* con imputazione a Conto economico (*fair value through profit or loss*)	12	12	-	-
Titoli disponibili per la vendita (*available for sale*)	**4**	-	-	**4**

In particolare, di seguito è esposta la movimentazione dei titoli di livello 3.

Milioni di euro	
Saldo al 01.01.2012	-
Utile/(Perdita) a Conto economico	-
Sottoscrizioni	4
Saldo al 31.12.2012	**4**

I titoli classificati di livello 3 si riferiscono a *promissory notes* stipulate nel corso del 2012.

I "Crediti finanziari diversi" includono, tra gli altri, al 31 dicembre 2012:

- i crediti verso il fondo statale *decommissioning* slovacco per 653 milioni di euro (568 milioni di euro al 31 dicembre 2011);
- i crediti vantati verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico per 434 milioni di euro e relativi al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con i 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 504 milioni di euro. Per maggiori dettagli si rinvia a quanto descritto nel commento inserito nella Nota 8.b;
- 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 281 milioni di euro (202 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Tale importo è stato utilizzato per la 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%.

26.4 Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 7.571 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	**5.011**	5.632	(621)
Crediti per anticipazioni *factoring*	**288**	370	(82)
Titoli:			
- titoli disponibili per la vendita (*available for sale*)	**42**	51	(9)
- titoli detenuti sino a scadenza (*held to maturity*)	**-**	1	(1)
Cash collateral	**1.402**	1.076	326
Altri crediti finanziari	**828**	824	4
Totale	**7.571**	**7.954**	**(383)**

La voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" è costituita essenzialmente dal credito finanziario relativo al *deficit* del sistema elettrico spagnolo per 4.839 milioni di euro (5.379 milioni di euro al 31 dicembre 2011); la variazione del periodo risente essenzialmente dei nuovi crediti maturati nel 2012 nonché degli incassi ottenuti (3.059 milioni di euro includendo gli effetti dei rimborsi riferiti alla generazione extrapeninsulare, di cui 2.674 milioni di euro tramite la cessione di tali crediti a un apposito Fondo di cartolarizzazione in base a quanto stabilito dal Governo spagnolo).

Nella seguente tabella si evidenzia il dettaglio delle voce "Titoli" sopra commentata in base ai diversi livelli di *fair value*, così come individuati dalle modifiche all'IFRS 7

Milioni di euro	*Fair value*	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2012			
Titoli disponibili per la vendita (*available for sale*)	**42**	39	-	3

In particolare, di seguito è esposta la movimentazione dei titoli di livello 3.

Milioni di euro

Saldo al 01.01.2012	-
Utile/(Perdita) a Conto economico	-
Sottoscrizioni	3
Saldo al 31.12.2012	**3**

26.5 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 9.891 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 194 milioni di euro (160 milioni di euro al 31 dicembre 2011) essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Depositi bancari e postali	**8.864**	5.947	2.917
Denaro e valori in cassa	**1.027**	1.068	(41)
Totale	**9.891**	**7.015**	**2.876**

27. Attività e passività possedute per la vendita - *Euro 317 milioni ed euro 8 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2012 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro	al 31.12.2011 *restated*	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	**al 31.12.2012**
Immobili, impianti e macchinari	249	315	(249)	(101)	**214**
Attività immateriali	1	44	(1)	(44)	-
Avviamento	91	-	(24)	(67)	-
Attività per imposte anticipate	1	11	(1)	-	11
Altre attività non correnti	9	-	80	-	**89**
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5	-	(6)	1	-
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	25	4	(26)	-	3
Totale	**381**	**374**	**(227)**	**(211)**	**317**

Le "Attività possedute per la vendita" al 31 dicembre 2012 ammontano a 317 milioni di euro e includono sostanzialmente le attività riferibili alla società Marcinelle Energie e altre attività riferibili a società minori. La "Riclassifica da/ad attività correnti e non" si riferisce alla società Marcinelle Energie oggetto di trattative in corso per la vendita.

Gli "Altri movimenti" includono l'*impairment* sugli *asset* di Marcinelle Energie per 145 milioni di euro e sull'avviamento di Endesa Ireland per 67 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2011 la voce includeva alcune attività detenute da Endesa Ireland per 360 milioni di euro, nonché alcune attività di Wisco. Con riferimento a tali attività, i rispettivi processi di vendita si sono completati entro la chiusura dell'esercizio 2012.

Le "Passività possedute per la vendita" al 31 dicembre 2012 ammontano a 8 milioni di euro e includono le passività relative alla società Marcinelle Energie e altre passività riferibili a società minori. La voce includeva al 31 dicembre 2011 talune passività di Endesa Ireland per 54 milioni di euro.

Per quanto riguarda le passività possedute per la vendita, la movimentazione della voce nell'esercizio 2012 è di seguito riportata.

Milioni di euro	al 31.12.2011 *restated*	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	**al 31.12.2012**
Finanziamenti a lungo termine	1	-	(1)	-	-
TFR e altri benefici al personale	1	-	(1)	-	-
Fondi rischi e oneri	30	-	(30)	-	-
Passività per imposte differite	19	21	(18)	(15)	7
Finanziamenti a breve termine	1	-	(1)	-	-
Debiti commerciali e altre passività correnti	6	1	(6)	-	1
Totale	**58**	**22**	**(57)**	**(15)**	**8**

Il decremento di tutte le voci di attività e passività possedute per la vendita rispetto al 31 dicembre 2011 risente sostanzialmente delle sopra citate attività e passività classificate nel 2011 come possedute per la vendita e oggetto di cessione nel corso del 2012.

28. Patrimonio netto totale - *Euro 53.158 milioni*

28.1 Patrimonio netto del Gruppo - *Euro 36.771 milioni*

Capitale sociale - *Euro 9.403 milioni*

Non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio 2012 *stock option* in base ai piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2012 (così come al 31 dicembre 2011) 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 2012, in base delle risultanze del libro dei soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto 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 Blackrock Inc. (con il 3,33% del capitale sociale, posseduto alla data dell'8 novembre 2012 a titolo di gestione del risparmio).

Altre riserve - *Euro 9.109 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 92 milioni*

Il decremento dell'esercizio è dovuto agli effetti del rafforzamento dei tassi di cambio della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari - *Euro (1.253) 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.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo - *Euro 749 milioni*

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.

Riserva per operazioni su *non controlling interest* - *Euro 78 milioni*

Tale riserva accoglie la plusvalenza realizzata a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze in imprese già controllate in America Latina (Ampla Energia e Serviços, Ampla Investimentos e Serviços ed Electrica Cabo Blanco).

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 8 milioni*

Tale riserva accoglie la quota di risultato complessivo da rilevare direttamente a patrimonio netto, riferibile alle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevate negli *Other Comprehensive Income*, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro

	al 31.12.2011 *restated*			Variazioni					**al 31.12.2012**		
	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui interessenze di terzi*	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Imposte	**Totale**	*Di cui Gruppo*	*Di cui interessenze di terzi*	**Totale**	*Di cui Gruppo*	*Di cui interessenze di terzi*
Riserva conversione bilanci in valuta estera	**609**	*120*	*489*	73	-	-	**73**	*(28)*	*101*	**682**	*92*	*590*
Riserva da valutazione strumenti finanziari	**(174)**	*(49)*	*(125)*	(1.282)	(53)	159	**(1.176)**	*(1.204)*	*28*	**(1.350)**	*(1.253)*	*(97)*
Quota OCI di società collegate valutate a *equity*	**15**	*15*	-	(7)	-	-	**(7)**	*(7)*	-	**8**	*8*	-
Totale utili/ (perdite) iscritti a patrimonio netto	**450**	***86***	***364***	**(1.216)**	**(53)**	**159**	**(1.110)**	***(1.239)***	***129***	**(660)**	***(1.153)***	***493***

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 capitale ed effettua 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 2012.

A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2012 e 2011 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Posizione finanziaria non corrente	55.959	48.703	7.256
Posizione finanziaria corrente netta	(9.435)	(498)	(8.937)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(3.576)	(3.576)	-
Indebitamento finanziario netto	**42.948**	**44.629**	**(1.681)**
Patrimonio netto di Gruppo	36.771	38.650	(1.879)
Interessenze di terzi	16.387	15.650	737
Patrimonio netto	**53.158**	**54.300**	**(1.142)**
Indice *debt/equity*	**0,81**	**0,82**	**(0,01)**

28.2 Interessenze di terzi - *Euro 16.387 milioni*

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi suddivisa per Divisione.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Iberia e America Latina	11.747	11.528	219
Internazionale	2.273	1.958	315
Energie Rinnovabili	2.162	1.952	210
Generazione ed Energy Management	205	212	(7)
Totale	**16.387**	**15.650**	**737**

29. TFR e altri benefici ai dipendenti - *Euro 3.063 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 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. Inoltre, a partire dal mese di dicembre 2012, tale voce accoglie anche il beneficio post-pensionistico legato all'erogazione di un trattamento complementare ai dipendenti delle partecipate italiane integralmente detenute dal Gruppo che, in presenza di specifici requisiti, interrompano il rapporto di lavoro in misura anticipata di quattro anni rispetto a quella stabilita dalla corrente legislazione del lavoro. 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 taluni benefici relativi alla fornitura di energia elettrica a uso domestico che, assegnata fino allo scorso esercizio ai dipendenti in servizio e a quelli in stato di quiescenza, è stata – a seguito della sottoscrizione di specifici accordi con le parti sindacali – 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 non incluse nelle voci precedenti.

Nel seguito si evidenziano la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e del *fair value* delle attività asservite ai piani dei benefici, nonché la riconciliazione di tali passività attuariali, al netto delle relative attività, con le passività rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2012 e al 31 dicembre 2011.

Milioni di euro	2012					2011				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**
Variazioni nella passività attuariale										
Passività attuariale a inizio esercizio	2.416	1.500	250	192	**4.358**	3.175	1.750	225	119	**5.269**
Costo normale	16	5	1	34	**56**	25	14	2	34	**75**
Oneri finanziari	147	68	17	10	**242**	154	66	14	8	**242**
Erogazioni	(178)	(88)	(16)	(42)	**(324)**	(207)	(83)	(17)	(35)	**(342)**
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	970	-	-	11	**981**	-	-	-	-	**-**
Altri movimenti	26	3	13	-	**42**	(538)	(162)	-	(7)	**(707)**
Curtailments/settlements	(2)	-	-	(3)	**(5)**	25	3	1	71	**100**
(Utili)/Perdite attuariali	324	194	(22)	42	**538**	(161)	(88)	32	3	**(214)**
(Utili)/Perdite su cambi	(68)	-	(7)	1	**(74)**	(57)	-	(7)	(1)	**(65)**
Passività attuariale a fine esercizio	**3.651**	**1.682**	**236**	**245**	**5.814**	2.416	1.500	250	192	**4.358**
Variazioni delle attività a servizio dei piani										
Fair value delle attività all'inizio dell'esercizio	1.094	-	-	-	**1.094**	1.575	-	-	-	**1.575**
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani	88	-	-	-	**88**	93	-	-	-	**93**
Utili/(Perdite) attuariali	156	-	-	-	**156**	(75)	-	-	-	**(75)**
Contributi versati dalla Società	132	88	16	22	**258**	153	83	17	20	**273**
Curtailments/settlements	-	-	-	-	**-**	(418)	-	-	-	**(418)**
Altri movimenti	(3)	-	-	-	**(3)**	21	-	-	-	**21**
(Utili)/Perdite su cambi	(68)	-	-	-	**(68)**	(48)	-	-	-	**(48)**
Benefici liquidati	(178)	(88)	(16)	(22)	**(304)**	(207)	(83)	(17)	(20)	**(327)**
***Fair value* a fine esercizio**	**1.221**	-	-	-	**1.221**	1.094	-	-	-	**1.094**
Riconciliazione del valore contabile										
Passività attuariale netta	2.430	1.682	236	245	**4.593**	1.322	1.500	250	192	**3.264**
Perdite/(Utili) netti non riconosciuti	1.199	288	5	38	**1.530**	123	95	35	11	**264**
Passività riconosciuta nel bilancio	**1.231**	**1.394**	**231**	**207**	**3.063**	1.199	1.405	215	181	**3.000**

La variazione relativa al costo per prestazioni di lavoro passate si riferisce all'emissione, in Italia, a fine 2012 di un nuovo piano, i cui benefici definiti sono maturati anche in ragione delle prestazioni di lavoro prestate in passato rispetto al momento dell'emissione dello stesso. Il beneficio accordato è condizionato all'attività lavorativa da erogare in futuro e comporta la corresponsione di un trattamento economico sostitutivo da erogare finanziariamente in un numero massimo di 48 mensilità a far data dall'interruzione del contratto di lavoro, che, in base al regolamento del piano, è consentita solo al raggiungimento di un'età anagrafica e contributiva di quattro anni inferiore a quella stabilita per il pensionamento secondo la corrente legislazione del lavoro in Italia, per quei dipendenti in possesso dei requisiti di ammissione al piano.

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 1.221 milioni di euro al 31 dicembre 2012, e delle perdite attuariali nette non riconosciute, pari a 1.530 milioni di euro alla stessa data.
Con riguardo alle attività a servizio dei piani, pari al 31 dicembre 2012 a 1.320 milioni di euro (di cui 1.221 milioni di euro a rettifica della passività per benefici pensionistici e 99 milioni di euro iscritti tra le attività finanziarie non correnti), il valore di mercato di tali attività si riferisce a beni che si trovano in Spagna per il 49% (52% al 31 dicembre 2011) e in Brasile per il 51% (48% al 31 dicembre 2011). La composizione in termini percentuali di tali attività è sintetizzabile come di seguito esposto.

% di composizione

	2012	2011
Azioni	19	22
Titoli a reddito fisso	72	70
Investimenti immobiliari e altro	9	8
Totale	**100**	**100**

Tra le azioni e i titoli a reddito fisso si segnalano, al 31 dicembre 2012, azioni od obbligazioni emesse da società del Gruppo Endesa per 7 milioni di euro (17 milioni di euro al 31 dicembre 2011).
Il rendimento atteso di tali attività è stato stimato tenendo conto delle previsioni sul loro andamento nei principali mercati azionari e finanziari a reddito fisso, e supponendo per le categorie di attività una ponderazione simile a quella dell'anno precedente. Il rendimento reale per l'anno 2012 è stato dell'8,84% in Spagna e del 18,89% negli altri Paesi (1,34% in Spagna e 13,47% negli altri Paesi nel 2011).

Nella seguente tabella è evidenziato l'impatto nel Conto economico dei due esercizi della stima attuariale dei piani per benefici ai dipendenti.

Milioni di euro	**2012**					2011				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**
Costo normale	**16**	**5**	**1**	**34**	**56**	25	14	2	34	**75**
Oneri finanziari	**147**	**68**	**17**	**10**	**242**	154	66	14	8	**242**
Rendimento atteso delle attività al servizio dei piani	**(88)**	**-**	**-**	**-**	**(88)**	(93)	-	-	-	**(93)**
Ammortamento (utili)/ perdite attuariali	**14**	**-**	**3**	**20**	**37**	54	26	22	2	**104**
(Utili)/Perdite da riduzione e/o estinzione dei piani	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**(1)**	(18)	(152)	-	(5)	**(175)**
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	**39**	**-**	**-**	**3**	**42**	-	-	-	-	-
Altri movimenti	**4**	**-**	**-**	**-**	**4**	4	-	-	-	**4**
Totale	**132**	**73**	**21**	**66**	**292**	**126**	**(46)**	**38**	**39**	**157**

I costi per benefici ai dipendenti rilevati nel 2012, pari a 292 milioni di euro (157 milioni di euro nel 2011), sono riferibili per 154 milioni di euro a oneri netti di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari (149 milioni di euro nel 2011) e per 138 milioni di euro a oneri per prestazioni rilevati tra costi del personale.
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
		2012				2011		
Tasso di attualizzazione	**1,60%-3,20%**	**1,22%-3,74%**	**5,50%-9,80%**	**4,20%-7,00%**	4,70%	2,74%-4,66%	5,50%-10,50%	5,25% - 8,64%
Tasso di incremento delle retribuzioni	**2,00%-4,00%**	**2,30%**	**0,00%-7,61%**	**3,00%-6,00%**	2,00%-4,00%	2,30%	0,00%-6,59%	2,50% - 7,00%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	**3,00%**	**3,50%**	**4,50%-11,57%**	-	3,00%	3,50%	3,00%-10,50%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	**3,74%**	**9,98%**	-	-	3,94%-5,21%	11,10%	-

Al 31 dicembre 2012, se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati di 1 punto percentuale più alti, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più alta di 19 milioni di euro con un impatto negativo complessivo a Conto economico, in termini di costo e oneri finanziari, per 1 milione di euro. Al contrario, se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria al 31 dicembre 2012 fossero stati di 1 punto percentuale più bassi, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più bassa di 16 milioni di euro con impatto positivo a Conto economico, in termini di costo normale e oneri finanziari, per circa 1 milione di euro.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare relativamente ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 24 milioni di euro.

30. Fondi rischi e oneri - *Euro 8.648 milioni*

Milioni di euro		Effetto a Conto economico	Utilizzi e altri movimenti		
	al 31.12.2011 *restated*			**al 31.12.2012**	
					di cui a breve termine
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:					
- *decommissioning* nucleare	2.946	28	564	3.538	*35*
- smantellamento e ripristino impianti	538	12	65	615	*4*
- contenzioso legale	846	187	109	1.142	*55*
- oneri emissioni CO_2	3	47	-	50	*48*
- oneri su imposte e tasse	346	47	18	411	*26*
- altri	1.830	627	(871)	1.586	*715*
Totale	**6.509**	**948**	**(115)**	**7.342**	***883***
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.548	71	(313)	1.306	*429*
TOTALE	**8.057**	**1.019**	**(428)**	**8.648**	***1.312***

Fondo per *decommissioning* nucleare

Il fondo per "*decommissioning* nucleare" si riferisce:

- per 2.511 milioni di euro (2.513 milioni di euro al 31 dicembre 2011) agli impianti V1 e V2 a Jasklovske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce, e include il fondo per smaltimento scorie nucleari per 114 milioni di euro (117 milioni di euro al 31 dicembre 2011), il fondo per smaltimento combustibile nucleare esausto per 1.542 milioni di euro (1.578 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e il fondo smantellamento impianti nucleari per 855 milioni di euro (818 milioni di euro al 31 dicembre 2011); 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%;

- per 1.027 milioni di euro (433 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 nucleari. 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 costs"*). La variazione dell'esercizio 2012, rilevata a incremento dei cespiti così come previsto dall'IFRIC 1, risente delle modifiche normative intervenute in Spagna a seguito dell'introduzione della Legge n. 15/2012 che ha 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.

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 *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.

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, del termine del piano di incentivazione al personale delle società italiane.

31. Passività finanziarie non correnti - *Euro 2.553 milioni*

La voce include esclusivamente il *fair value* di contratti derivati; si rimanda per ulteriori informazioni alla Nota 6.3.

32. Altre passività non correnti - *Euro 1.151 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Ratei e risconti passivi operativi	**910**	929	(19)
Altre partite	**241**	384	(143)
Totale	**1.151**	**1.313**	**(162)**

La voce al 31 dicembre 2012 si riferisce essenzialmente ai ricavi per allacciamento della rete di energia elettrica e gas e ai contributi ricevuti a fronte di beni specifici.

33. Debiti commerciali - *Euro 13.903 milioni*

La voce, pari a 13.903 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 2012.

Milioni di euro	
Entro il 30 giugno 2013	10.409
Tra il 1° luglio e il 31 dicembre 2013	2.899
Nel 2014	101
Oltre	494
Totale al 31 dicembre 2012	**13.903**

34. Passività finanziarie correnti - *Euro 3.138 milioni*

Milioni di euro			
	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Passività finanziarie differite	**921**	796	125
Contratti derivati (vedi Nota 6.4)	**2.028**	2.645	(617)
Altre partite	**189**	227	(38)
Totale	**3.138**	**3.668**	**(530)**

Per la voce "Contratti derivati" si rimanda a quanto commentato nella Nota 6.4.

35. Altre passività correnti - *Euro 9.931 milioni*

Milioni di euro			
	al 31.12.2012	al 31.12.2011 *restated*	2012-2011
Debiti diversi verso clienti	**1.637**	1.599	38
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	**3.371**	2.782	589
Debiti verso il personale	**519**	484	35
Debiti tributari diversi	**945**	888	57
Debiti verso istituti di previdenza	**226**	218	8
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	**814**	820	(6)
Debito per acquisto partecipazioni	**81**	-	81
Altri	**2.338**	2.116	222
Totale	**9.931**	**8.907**	**1.024**

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 1.101 milioni di euro (1.049 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 1.862 milioni di euro (1.797 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e sul mercato spagnolo per 1.491 milioni di euro (985 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

La voce "Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie" al 31 dicembre 2012 include il debito relativo a Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per un importo complessivo di 778 milioni di euro (776 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e il debito inerente al corrispettivo per l'esercizio della *put option*, effettuato a dicembre 2012, relativo a Marcinelle Energie per 36 milioni di euro (43 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Si specifica che tale debito è stato liquidato a gennaio 2013. La passività relativa al debito di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, stimata al *fair value* e classificabile di livello 3, è determinata in funzione delle condizioni di esercizio indicate nei relativi contratti.

I debiti per acquisto partecipazioni si riferiscono all'acquisto, avvenuto nel 2012, di alcune società in Messico per 81 milioni di euro.

36. 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
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
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
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
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
Gruppo Finmeccanica	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni
Gruppo Poste Italiane	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi di postalizzazione

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 2012 e intrattenuti nel corso dell'esercizio.

	Parti correlate							
Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	**Totale**
Rapporti patrimoniali								
Crediti commerciali	4	487	227	51	29	-	66	**864**
Attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Altre attività correnti	1	-	17	19	-	-	-	**37**
Debiti commerciali	992	533	525	188	874	83	29	**3.224**
Passività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Altre passività correnti	-	-	21	8	-	-	-	**29**
Attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Altre attività non correnti	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	2	**2**
Rapporti economici								
Ricavi delle vendite	14	4.856	1.083	596	515	-	60	**7.124**
Altri ricavi e proventi	-	-	45	-	-	-	-	**45**
Materie prime e materiali di consumo	5.992	3.290	124	229	1	-	8	**9.644**
Servizi	-	146	1.611	57	1	132	40	**1.987**
Altri costi operativi	2	17	14	1	1	-	3	**38**
Proventi netti da gestione rischio *commodity*	(2)	-	84	-	-	-	-	**82**
Proventi 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 2012 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	Elica 2	CESI	Società minori	**Totale**	**Totale generale**	**Totale voce di bilancio**	**Incidenza %**
-	20	-	-	9	**29**	**893**	**11.719**	**7,6%**
1	-	-	-	38	**39**	**39**	**9.381**	**0,4%**
1	-	1	-	7	**9**	**46**	**2.262**	**2,0%**
41	95	-	15	121	**272**	**3.496**	**13.903**	**25,1%**
1	-	-	-	-	**1**	**1**	**3.138**	**-**
-	-	-	-	10	**10**	**39**	**9.931**	**0,4%**
-	-	-	-	74	**74**	**74**	**5.533**	**1,3%**
-	-	-	-	55	**55**	**55**	**897**	**6,1%**
-	-	-	-	-	**-**	**2**	**1.151**	**0,2%**
38	41	-	-	14	**93**	**7.217**	**82.699**	**8,7%**
-	1	-	-	-	**1**	**46**	**2.190**	**2,1%**
324	1	-	-	2	**327**	**9.971**	**46.130**	**21,6%**
-	299	-	6	6	**311**	**2.298**	**15.738**	**14,6%**
-	-	-	1	-	**1**	**39**	**3.208**	**1,2%**
-	-	-	-	-	**-**	**82**	**38**	**-**
-	-	-	-	13	**13**	**13**	**2.272**	**0,6%**

37. 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 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	5.586	4.766	820
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	50.634	54.708	(4.074)
- acquisti di combustibili	62.576	69.008	(6.432)
- forniture varie	2.120	3.153	(1.033)
- appalti	1.922	1.936	(14)
- altre tipologie	2.315	2.458	(143)
Totale	**119.567**	**131.263**	**(11.696)**
TOTALE	**125.153**	**136.029**	**(10.876)**

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 5.586 milioni di euro e includono per 469 milioni di euro 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 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:

- 2013: 48 milioni di euro;
- 2014: 49 milioni di euro;
- 2015: 49 milioni di euro;
- 2016: 50 milioni di euro;
- 2017: 51 milioni di euro.

Il *cash flow* previsionale dei contratti di *leasing* operativo sottoscritti da Endesa è il seguente:

- 2013: 52 milioni di euro;
- 2014-2015: 81 milioni di euro;
- 2016 e seguenti: 249 milioni di euro.

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 31 dicembre 2012 a 50.634 milioni di euro, di cui 22.486 milioni di euro relativi al periodo 2013-2017, 9.915 milioni di euro relativi al periodo 2018-2022, 6.896 milioni di euro relativi al periodo 2023-2027 e i rimanenti 11.337 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 2012 a 62.576 milioni di euro, di cui 34.976 milioni di euro relativi al periodo 2013-2017, 21.136 milioni di euro relativi al periodo 2018-2022, 4.685 milioni di euro relativi al periodo 2023-2027 e i rimanenti 1.779 milioni di euro con scadenza successiva.

38. Passività e attività potenziali

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel - Risarcimento del danno ambientale

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 alla 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 una pluralità di soggetti, persone fisiche ed enti locali. Tale risarcimento è stato riconosciuto in 367.000 euro a favore di alcuni soggetti, per lo più privati, mentre la quantificazione del risarcimento a favore di alcuni enti pubblici (Regioni Veneto ed Emilia-Romagna, Provincia di Rovigo e Comuni vari) è stata rimessa a un successivo giudizio civile, liquidando – a titolo di "provvisionale" – 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 provvisionale. Avverso detta favorevole sentenza di appello hanno ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale sia le parti civili costituitesi 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 con riferimento alle somme liquidate a favore di alcuni enti pubblici, Enel aveva già provveduto al pagamento in forza di atto transattivo intervenuto nel corso del 2008. Con atto notificato nel luglio 2011, il Ministero dell'Ambiente e alcuni enti pubblici hanno richiesto a Enel SpA ed Enel Produzione, in sede civile, dinanzi alla Corte d'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 è di circa 100 milioni di euro, pretesa che Enel contesta.

Nell'agosto 2011 la Procura della Repubblica di Rovigo ha richiesto il rinvio a giudizio di alcuni ex Amministratori, 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. All'udienza del 7 febbraio 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 il reato di omissione dolosa di cautele anti-infortunistiche. All'udienza del 27 settembre 2012 il PM ha contestato anche il reato di disastro doloso. Conseguentemente, il giudizio è stato rimesso davanti al Tribunale di Rovigo in composizione collegiale. La prossima udienza si terrà il 6 giugno 2013.

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 diranzi 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 Distri-

buzione. Attualmente i giudizi pendenti risultano ridotti a circa 37.000 per effetto delle sentenze passate in giudicato 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. Nel corso del 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 oggi coinvolti i retrocessionari che hanno contestato la pretesa di Enel. La causa verrà chiamata dinanzi al Tribunale di Roma all'udienza del 6 giugno 2013 per la precisazione delle conclusioni.

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. 321/2008 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 2012, i giudizi pendenti risultavano essere circa 51.000, ma il fenomeno ha registrato 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. Nel corso dell'ultimo trimestre 2012 non sono pervenute nuove citazioni.

Contenzioso BEG

A seguito di un procedimento arbitrale avviato da BEG 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, ha avviato in Albania un giudizio contro Enelpower ed Enel, 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, in virtù di tale decisione, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro. A tale richiesta Enelpower ed Enel hanno replicato contestando radicalmente la legittimità della pretesa e hanno promosso (al pari in Albania) istanza di revocazione per contrasto con il giudicato italiano.

Avendo la Corte di Cassazione albanese confermato la pronuncia di primo grado, le società del Gruppo Enel 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 subiti da Enel ed Enelpower. Tale procedimento è attualmente pendente.

Inoltre, nel 2012 Albania BEG Ambient ha convenuto Enel ed Enelpower davanti al *Tribunal de Grande Instance* di Parigi per ottenere il riconoscimento in Francia della sentenza albanese. Enel ed Enelpower si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa. La prossima udienza è prevista per il 19 giugno 2013. Successivamente, sempre su iniziativa di BEG Ambient, sono stati notificati a Enel France due provvedimenti "*Saise Conservatoire de Créances*" (sequestro conservativo presso terzi) destinati a conservare eventuali crediti vantati da Enel SpA nei confronti di Enel France.

Infine, prosegue un ulteriore giudizio intrapreso da Enel ed Enelpower dinanzi al Tribunale di Roma teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower, mediante le iniziative assunte dalla controllata Albania BEG Ambient in Albania. Con tale azione, Enelpower ed Enel chiedono la condanna di BEG a risarcire il danno subito in misura pari alla somma che Enel ed Enelpower potrebbero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient in caso di esecuzione della sentenza albanese. La prossima udienza si terrà il 23 aprile 2013.

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 anti-infortunistiche:

- 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. La prossima udienza si terrà il 18 marzo 2013;
- 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. La prossima udienza dibattimentale è prevista il 4 luglio 2013;
- 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. La prossima udienza si terrà il 27 marzo 2013;
- 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. La prossima udienza si terrà il 9 maggio 2013.

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*.

Contenziosi fiscali in Brasile

Nel 1998 Ampla Investimentos 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 2006, 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 equivalesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.

In data 6 novembre 2012, la *Camara Superior de Recursos Fiscales* (ultimo grado del giudizio amministrativo) ha emesso una decisione sfavorevole per Ampla contro la quale la società può ricorrere ora dinanzi al Giudice Ordinario (*Tribunal Superior de Justiça*). A tal fine, è necessario prestare garanzia – mediante "*fianza bancaria*" e/o "*seguro garança*" – del debito tributario maggiorato del 20% o del 30% a seconda della forma di garanzia utilizzata.

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). A causa di problemi di liquidità, Ampla – 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 evidenziando che le sanzioni comminate non sarebbero dovute per effetto dell'applicazione di alcune leggi di amnistia emanate tra il 2004 e il 2006 ("*Ley Benedicta*").

A seguito dell'iscrizione nel Registro Pubblico dello Stato di Rio de Janeiro dell'importo richiesto, Ampla ha dovuto presentare una garanzia pari a 108 milioni di euro al fine di poter continuare a fruire dei contributi pubblici

Contenzioso Meridional - Brasile

La società di costruzioni brasiliana Meridional era titolare di un contratto per opere civili con la società brasiliana CELF (posseduta dallo Stato di Rio de Janeiro), che ha risolto tale accordo. Quale conseguenza del trasferimento di *asset* da CELF ad Ampla Energia e Serviços, la suddetta società di costruzioni brasiliana ha sostenuto che tale trasferimento è stato realizzato in violazione e frode dei propri diritti di creditore verso CELF (derivanti dal contratto di opere civili menzionato) e, nel 1998, ha avviato un'azione legale contro Ampla.

Il Tribunale brasiliano ha accolto tale domanda e Ampla e lo Stato di Rio de Janeiro hanno presentato i rispettivi appelli, accolti dalla Corte nel dicembre 2009.

A fronte di tale pronuncia, Meridional ha presentato un ulteriore ricorso (c.d. "*Mandado de Segurança*") nel giugno 2011, poi rigettato. Successivamente, Meridional ha eccepito, dinnanzi al *Tribunal Superior de Justiça*, alcuni difetti formali nella sentenza che aveva rigettato il *Mandado de Segurança* e tale ultimo ricorso è stato accolto. Pertanto, il giudizio prosegue nel merito. Il valore del giudizio ammonta a circa 353 milioni di euro.

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. La causa prosegue nella fase istruttoria. Il valore stimato del contenzioso è di circa 50 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 227 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.

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

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*.

Linea di credito rotativa *forward starting*

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

Tale nuova linea di credito è di tipo *forward starting*, in quanto il suo utilizzo sarà possibile a partire dalla data di scadenza della sopracitata linea di credito rotativa da complessivi 10 miliardi di euro ovvero, prima di tale data, in concomitanza dell'eventuale cancellazione anticipata della stessa linea di credito da parte di Enel.

La nuova linea di credito *forward starting*, che potrà essere utilizzata dalla stessa Enel 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.

40. 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 2012.

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 di mercato 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.

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 di Enel.

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 31.12.2011	Opzioni decadute fino al 31.12.2011	Opzioni decadute nel 2012	Opzioni esistenti al 31.12.2012
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 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 decorrere 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 2012 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 2010, 2011 e 2012 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 2010	8.019.779 (1)
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2010	-
Opzioni decadute al 31 dicembre 2010	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2010	8.019.779 (1)
Opzioni decadute nel 2011	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2011	9.623.735 (2)
Opzioni decadute nel 2012	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2012	9.623.735 (2)
Fair value alla data di assegnazione (euro)	0,17
Volatilità	21%
Scadenza opzioni	Dicembre 2014

(1) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di *stock option* 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di *performance*, è previsto che divenga effettivamente esercitabile un massimo di n. 9.623.735 opzioni.

(2) 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 telematico 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 assegnazione.

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 2010	1.527.706
di cui esercitabili al 31 dicembre 2010	*1.527.706*
RSU decadute nel 2011	10.500
RSU esercitate nel 2011	1.159.460
RSU esistenti al 31 dicembre 2011	357.746
di cui esercitabili al 31 dicembre 2011	*357.746*
RSU decadute nel 2012	-
RSU esercitate nel 2012	103.432
RSU esistenti al 31 dicembre 2012	254.314
di cui esercitabili al 31 dicembre 2012	*254.314*
Fair value alla data di assegnazione (euro)	3,16
Fair value al 31 dicembre 2012 (euro)	3,653
Scadenza *restricted share units*	Dicembre 2014

PAGINA BIANCA

€ 34,20