

ATTI PARLAMENTARI

XVII LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **XV**
n. **14**

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 2011)

Trasmessa alla Presidenza il 9 maggio 2013

PAGINA BIANCA

INDICE

Determinazione della Corte dei conti n. 30/2013 del 30 aprile 2013	<i>Pag.</i>	7
Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'ENEL S.p.A.	»	13

DOCUMENTI ALLEGATI.

Esercizio 2011:

Relazione del Collegio sindacale	»	151
Relazione e bilancio di esercizio al 31 dicembre 2011	»	165
Bilancio consolidato 2011	»	379

PAGINA BIANCA



Corte dei Conti

Determinazione e relazione della Sezione del controllo sugli enti
sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria
dell'**ENEL S.p.A.**, per l'esercizio **2011**

Relatore: Consigliere Francesco Paolo Romanelli

PAGINA BIANCA

DETERMINAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 30/2013.

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 30 aprile 2013;

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 31.12.2011, 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 Cons. 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 2011;

ritenuto che dall'esame della gestione e della documentazione relativa all'esercizio 2011 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) 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 e Spagna), di realizzare, comunque, risultati economici positivi;

3) sia il bilancio di esercizio che quello consolidato, si chiudono, infatti, in utile (rispettivamente di 2.467 milioni di euro e di 5.358 milioni di euro), benché, in entrambi i casi, inferiore a quello realizzato nello scorso esercizio;

4) la consistenza del personale dipendente del Gruppo al 31 dicembre 2011, è pari a 75.360 unità e registra un decremento del 3,77 per cento rispetto all'esercizio precedente; è diminuito conseguentemente, in misura pari al 12 per cento circa, il costo complessivo del personale; l'andamento crescente del costo relativo alla dirigenza, conferma, d'altra parte, la necessità di un'attenta valutazione dell'entità complessiva delle parti variabili della retribuzione del *management*, ivi compresi gli amministratori esecutivi;

5) il costo delle consulenze assegnate nel 2011 — con esclusione di quelle affidate dalle società del Gruppo al di fuori del perimetro Italia e delle consulenze infragruppo — ammonta a 28,5 milioni di euro, con un significativo decremento (-57 per cento) rispetto all'esercizio 2010 (pari a 66,2 milioni di euro), che si aggiunge a quello altrettanto consistente realizzato nel 2010 (-45,6 per cento);

6) 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, infatti, sono state emesse obbligazioni per un ammontare complessivo pari a 5,2 miliardi di euro ad un tasso medio in linea con il costo medio ponderato dell'indebitamento di Gruppo;

7) l'indebitamento finanziario netto si è attestato alla fine dell'esercizio a 44.629 milioni di euro, registrando, così, un leggero miglioramento (-0.6 per cento) rispetto all'esercizio precedente; cionondimeno, rimanendo il suo livello abbastanza elevato, si rende necessaria un' incisiva azione ai fini di una sua quanto più celere riduzione, all'uopo ponendo in essere le azioni programmate a tal fine con l'ultimo piano industriale;

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;

PER QUESTI MOTIVI

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 2011 — 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.

ESTENSORE

Francesco Paolo Romanelli

PRESIDENTE

Raffaele Squitieri

Depositata in Segreteria il 30 aprile 2013.

IL DIRIGENTE

(Luciana Troccoli)

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA
GESTIONE FINANZIARIA DI ENEL S.p.A., PER L'ESERCIZIO 2011

S O M M A R I O

<i>Premessa</i>	<i>Pag.</i>	19
1. Il modello organizzativo del Gruppo Enel	»	20
1.1 Ambito di azione	»	20
1.2 La struttura organizzativa del Gruppo	»	21
1.3 I controlli	»	25
1.3.1 Il controllo di gestione	»	25
1.3.2 Il controllo interno	»	25
1.3.3 La revisione legale	»	26
2. Gli Organi ed il sistema di Corporate Governance	»	27
2.1 L'Assemblea degli azionisti	»	27
2.2 Il Consiglio di Amministrazione	»	29
2.3 I Comitati	»	30
2.4 Il Collegio Sindacale	»	31
2.5 I compensi	»	32
2.5.1 Compensi dei componenti non esecutivi del Consiglio di Amministrazione	»	32
2.5.2 Compensi del Presidente e dell'Amministra- tore Delegato/Direttore Generale	»	33
2.5.3 Compensi dei componenti il Collegio Sinda- cale	»	35
2.5.4 Compensi dei Dirigenti con responsabilità strategiche	»	35
2.5.5 La relazione sulla remunerazione ai sensi dell'articolo 123-ter del T.U.F.	»	36

3. Le risorse umane	Pag.	38
3.1 Quadro di sintesi	»	38
3.2 Consistenza e costo del personale	»	38
3.3 Remunerazione e sistemi di incentivazione del <i>management</i>	»	44
3.4 Salute e sicurezza dei lavoratori	»	49
3.5 Consulenze	»	49
4. Il piano industriale e degli investimenti	»	53
4.1 Obiettivi e progetti	»	53
4.2 Le strategie operative	»	58
5. Il mercato dell'energia elettrica e del gas	»	60
5.1 Elementi di contesto	»	60
5.1.1 L'andamento dei mercati finanziari in Europa con particolare riferimento al settore delle <i>utilities</i>	»	60
5.1.2 L'andamento del titolo Enel	»	60
5.1.3 L'andamento del prezzo delle <i>commodities</i> e del mercato monetario	»	62
5.2 Il mercato dell'energia elettrica in Italia	»	63
5.3 Il mercato del gas in Italia	»	69
5.4 Le tariffe	»	70
5.5 Il mercato dell'energia elettrica all'estero	»	72
5.6 Ricerca e sviluppo	»	74
6. Il contenzioso rilevante del Gruppo Enel	»	75
6.1 Contenzioso in materia ambientale	»	75
6.2 Contenzioso con la clientela	»	75
6.3 Contenzioso con partners commerciali, fornitori e concorrenti	»	76
6.4 Contenzioso con produttori di energia elettrica	»	79
6.5 Contenzioso con <i>ex</i> dirigenti condannati in sede penale e contabile	»	80

6.6 Contenzioso in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche	Pag.	81
6.7 Contenzioso all'estero	»	81
7. Risultati economico-finanziari di Enel S.p.A.	»	89
7.1 Il bilancio d'esercizio	»	89
7.2 Notazioni generali	»	90
7.2.1 La gestione economica	»	91
7.2.2 La gestione patrimoniale	»	92
7.2.3 La gestione finanziaria	»	93
7.3 Lo stato patrimoniale	»	95
7.4 Il conto economico	»	105
8. Risultati economico-finanziari del Gruppo Enel	»	109
8.1 Il bilancio consolidato	»	109
8.2 Notazioni generali	»	111
8.3 Lo stato patrimoniale consolidato	»	114
8.4 Il conto economico consolidato	»	122
8.5 Ulteriori analisi sulla struttura economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo	»	127
8.5.1 La gestione economica	»	128
8.5.2 La gestione patrimoniale	»	130
8.5.3 La gestione finanziaria	»	131
9. L'andamento della gestione del Gruppo Enel nel 2012 – Cenno ai principali risultati operativi finali	»	136
10. Conclusioni	»	139

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 2011, 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 Vedasi, da ultimo, la Determinazione n. 24/2012 in data 13 marzo 2012 (cfr. Atti parlamentari XVI Legislatura, DOC. XV n. 408).

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") ha per oggetto *"...l'assunzione e la gestione di partecipazioni ed interessenze in società ed imprese italiane o straniere, nonché lo svolgimento, nei confronti delle società ed imprese controllate, di funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento sia dell'assetto industriale che delle attività dalle stesse esercitate..."*, operando, in particolare:

"...a) nel settore dell'energia elettrica, comprensivo delle attività di produzione, importazione ed esportazione, distribuzione e vendita, nonché di trasmissione nei limiti delle normative vigenti;

b) nel settore energetico in generale, comprensivo dei combustibili, nel settore idrico ed in quello della tutela dell'ambiente;

c) nei settori delle comunicazioni, telematica ed informatica e dei servizi multimediali ed interattivi;

d) nei settori delle strutture a rete (energia elettrica, acqua, gas, teleriscaldamento, telecomunicazioni) o che offrano comunque servizi urbani sul territorio;

e) in altri settori:

- aventi comunque attinenza o contiguità con le attività svolte nei settori sopra considerati;

- che consentano una migliore utilizzazione e valorizzazione delle strutture, risorse e competenze impiegate nei settori sopra considerati quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo: editoriale, immobiliare e dei servizi alle imprese;

- che consentano una proficua utilizzazione dei beni prodotti e dei servizi resi nei settori sopra considerati;

f) nello svolgimento di attività di progettazione, costruzione, manutenzione e gestione di impianti; attività di produzione e vendita di apparecchiature; attività di ricerca, consulenza ed assistenza; nonché attività di acquisizione, vendita, commercializzazione e "trading" di beni e servizi, attività tutte riferite ai settori di cui alle precedenti lettere a), b), c), d)..."

Secondo il Codice etico, poi, la Società *"...ha la missione di generare e distribuire valore nel mercato internazionale dell'energia, a vantaggio delle esigenze dei clienti, dell'investimento degli azionisti, della competitività dei Paesi in cui opera e delle aspettative di tutti quelli che lavorano per l'Azienda..."*, operando *"...al servizio delle*

comunità, nel rispetto dell'ambiente e della sicurezza delle persone, con l'impegno di assicurare alle prossime generazioni un mondo migliore...".

Il Gruppo Enel è presente, attraverso circa 750 società controllate o partecipate, in 40 Paesi di 4 continenti, gestisce impianti per 97 GW² di capacità installata, che hanno generato nel 2011 circa 294 TWh³ di energia elettrica in favore di oltre 61 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 2011, di 79 TWh e circa 32 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 2011, il capitale sociale era rappresentato, così come nel 2010, da n. 9.403.357.795 azioni ordinarie del valore nominale di un euro ciascuna.

Alla stessa data, sulla base delle risultanze del libro Soci, delle comunicazioni effettuate alla Consob e pervenute alla Società ed alle altre informazioni a disposizione, non risultavano azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale, ad eccezione del Ministero dell'Economia e delle Finanze (che possiede il 31,24% del capitale sociale), di *Blackrock Inc.* (in possesso del 2,74% del capitale sociale a titolo di gestione del risparmio) e di *Natixis S.A.* (in possesso del 2,66% del capitale sociale).

Il capitale sociale, interamente versato, è costituito esclusivamente da azioni ordinarie, nominative, interamente liberate ed assistite dal diritto di voto.

Enel è la società che, in Italia, vanta il maggior numero di azionisti (circa 1,4 milioni), con una proprietà diffusa (il c.d. "*flottante*") che ammonta al 68,76% 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 2011, circa il 28,5% del capitale.

1.2 - La struttura organizzativa del Gruppo

La struttura organizzativa è articolata per "Aree di *business*", denominate Divisioni, ciascuna delle quali è destinataria di una specifica missione e coordina le società operanti nel rispettivo perimetro.

² Giga Watt (miliardi di watt)

³ Terawattora (milioni di kilowattora)

Tra queste società e nell'ambito di ciascuna Divisione è stata individuata una società "capofila".

Al 31 dicembre 2011, l'assetto organizzativo del Gruppo era articolato in sette Divisioni, denominate: "Mercato", "Generazione ed *Energy Management*", "Ingegneria e Innovazione", "Infrastrutture e Reti", "Iberia e America Latina", "Internazionale" ed "Energie Rinnovabili", alle quali si aggiungeva l'Area "Servizi ed Altre Attività", con compiti di supporto alle precedenti.

Le attività delle suddette articolazioni funzionali sono state già evidenziate nelle precedenti relazioni.

La tabella riportata nella pagina seguente rappresenta schematicamente le principali società operanti nell'ambito di ciascuna Divisione alla data del 31 dicembre 2011.

Mercato	Generazione ed Energy Management	Ingegneria ed Innovazione	Infrastrutture e Reti
<ul style="list-style-type: none"> > Enel Servizio Elettrico > Enel Energia 	<ul style="list-style-type: none"> > Enel Produzione > Enel Trade > Enel Trade Romania > Enel Trade Croatia > Enel Trade Serbia > Nuove Energie > Hydro Dolomiti Enel > SE Hydropower > San Floriano Energy > Enel Stoccaggi > Enel Longanesi Development > Sviluppo Nucleare Italia 	<ul style="list-style-type: none"> > Enel Ingegneria e Innovazione (ora Enel Ingegneria e Ricerca) 	<ul style="list-style-type: none"> > Enel Distribuzione > Enel Sole > Enel M@p
Iberia e America Latina	Internazionale	Energie Rinnovabili	Servizi e Altre Attività
<ul style="list-style-type: none"> > Endesa 	<ul style="list-style-type: none"> > Slovenské elektrárne > Enel Distributie Muntenia > Enel Distributie Banat > Enel Distributie Dobrogea > Enel Energie Muntenia > Enel Energie > Enel Productie > Enel Romania > Enel Servicii Comune > RusEnergosbyt > Enel OGK-5 > Enel France > Enelco > Marcinelle Energie 	<ul style="list-style-type: none"> > Enel Green Power > Enel.si > Enel Green Power Latin America > Enel Green Power España⁴ > Enel Green Power Romania > Enel Green Power North America > Enel Green Power Bulgaria > Enel Green Power France > Enel Green Power Hellas 	<ul style="list-style-type: none"> > Enel Servizi > Enelpower > Enel NewHydro > Enel Factor

⁴ Nel corso del 2011 in tale società è stata fusa per incorporazione *Enel Unión Fenosa Renovables*.

In considerazione del carattere multinazionale del Gruppo, Enel S.p.A. si è dotata, 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*.

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.⁵

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 *Business Lines* (*Divisioni/Country*), corrispondenti, in gran parte, a quelle già in essere prima dell'adozione del modello "*One Company*", vale a dire: "*Generation and Energy Management Division*"; "*Market Division*"; "*Infrastructure and Networks Division*"; "*Iberia and Latam Division*"; "*Renewable Energies Division*"; "*International Division*"; "*Engineering and Research Division*"; "*Upstream Gas*"; "*Carbon Strategy*".

L'entrata a pieno regime del nuovo modello organizzativo è prevista per la metà circa del 2013.

⁵ 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 e 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.

1.3 - I controlli

1.3.1 - Il controllo di gestione

Il controllo di gestione continua ad essere svolto, anche a seguito dell'introduzione del modello "One Company", dalla Funzione "Amministrazione, Finanza e Controllo" di *Holding* - cui fanno capo funzionalmente le corrispondenti Unità addette al controllo di gestione nelle singole società del Gruppo - ed è finalizzato al monitoraggio dell'andamento economico-finanziario della Società e del Gruppo.

1.3.2 - Il controllo interno

Il Gruppo Enel è dotato di un sistema di controllo interno, cui è affidato il compito:

- di accertare l'adeguatezza dei diversi processi aziendali in termini di efficacia, efficienza ed economicità;
- di garantire l'affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale;
- di assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.

Il sistema di controllo interno si articola nell'ambito 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;
- i controlli di "secondo livello", che sono demandati al controllo di gestione e alla funzione *Risk Management* per quanto concerne l'elaborazione di direttive finalizzate alla gestione dei principali rischi;
- l'*internal auditing*, demandato all'apposita funzione "Audit" della Società e finalizzato all'identificazione ed al contenimento dei rischi aziendali di ogni natura mediante un'azione di monitoraggio dei controlli di linea.

La responsabilità dell'adozione di un adeguato sistema di controllo interno compete al Consiglio di Amministrazione che si avvale, a tal fine, del Comitato per il Controllo Interno.

1.3.3 - La revisione legale

Come già riferito nella relazione relativa al precedente esercizio, la revisione legale del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato di Gruppo 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 alle società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo, in base alla quale il Collegio Sindacale – unitamente al Comitato per il Controllo Interno - è chiamato ad esprimere un preventivo parere vincolante circa l'affidamento di ogni incarico aggiuntivo diverso dall'incarico principale 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.

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2011 riconosciuti alla società di revisione ed alle entità appartenenti al *network* sono ammontati complessivamente a 9,6 milioni di euro, di cui 7,6 milioni di euro per servizi di revisione contabile e 2 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, qui basterà soltanto ricordare che il sistema di *Corporate Governance* di Enel S.p.A. 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"),⁶ nonché a quelle formulate dalla Consob nella soggetta materia.

Con riguardo al "Modello organizzativo e gestionale" (adottato da Enel S.p.A. 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 2011 e del 2012, con particolare riferimento alla "parte generale" e alle "parti speciali" dedicate alla prevenzione dei delitti di criminalità organizzata e dei reati ambientali.

Per la gestione delle relazioni con gli azionisti, la Società ha provveduto ad istituire, da un lato, un'area "*Investor Relations*", collocata all'interno della funzione "*Administration, Finance and Control*" e, dall'altro, un'area preposta al dialogo con gli azionisti *retail* 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 S.p.A., nonché di altre società controllate del Gruppo.

2.1 - L'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea degli azionisti di Enel S.p.A. si è svolta a Roma il 30 aprile 2012; essa, per la parte ordinaria:

- ha approvato il Bilancio di esercizio 2011;
- ha preso atto del Bilancio consolidato del Gruppo Enel per il 2011;
- ha approvato la proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione per la destinazione dell'utile dell'esercizio;

⁶ 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 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 2012, 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 dell'esercizio 2011, pari a 2.466.906.096,73 euro:

- alla distribuzione in favore degli Azionisti:
- di 0,10 euro per ognuna delle 9.403.357.795 azioni ordinarie risultate in circolazione alla data di "stacco cedola", a copertura dell'acconto sul dividendo messo in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2011, previo stacco in data 21 novembre 2011 della cedola n. 19, per un importo complessivo di 940.335.779,50 euro;
- di 0,16 euro per ognuna delle 9.403.357.795 azioni ordinarie risultate in circolazione il 18 giugno 2012, data individuata per lo stacco della cedola n. 20, a titolo di saldo del dividendo, per un importo complessivo di 1.504.537.247,20 euro;
- a "utili portati a nuovo" la parte residua dell'utile stesso, per un importo complessivo di 22.033.070,03 euro.

La misura dei dividendi così distribuiti è stata determinata sulla base di un *pay-out ratio* del 60% dell'utile netto ordinario, pari a quella dell'esercizio precedente.⁷

Va, tuttavia, evidenziato che nell'ambito del piano industriale 2012-2016 è stata prevista una revisione della politica dei dividendi, che sarà basata – a decorrere dai risultati dell'esercizio 2012 – su un *pay-out* pari almeno al 40% dell'utile netto ordinario di Gruppo; si prevede, altresì, che i dividendi saranno distribuiti una volta all'anno, senza ricorrere, quindi, al pagamento di acconti.

In sede straordinaria, invece, l'Assemblea ha adeguato lo Statuto alle disposizioni introdotte dalla Legge 12 Luglio 2011, n. 120, in materia di parità di accesso agli organi di amministrazione e di controllo delle società quotate, prevedendo, in sintesi:

⁷ L'Assemblea degli azionisti tenutasi in data 29 aprile 2011 aveva deliberato di destinare l'utile netto di esercizio 2010 alla distribuzione di un dividendo in favore degli Azionisti per un importo complessivo lordo di euro 0,28 centesimi per azione (copertura dell'acconto di 0,10 euro corrisposto a novembre 2010 e saldo di 0,18 euro alla data di "stacco cedola" ossia a giugno 2011) e a "utili portati a nuovo" per la parte residua dell'utile stesso.

- quanto al Consiglio di Amministrazione, che, in occasione dei primi tre rinnovi successivi al 12 agosto 2012, le liste che presentano un numero di candidati pari o superiore a tre dovranno includere candidati di genere diverso, secondo quanto sarà specificamente indicato nell'avviso di convocazione dell'assemblea, al fine di garantire che l'organo amministrativo sia composto da 1/5, ovvero 1/3, di componenti appartenenti al genere meno rappresentato, rispettivamente, nel primo e nei successivi due rinnovi;
- quanto al Collegio Sindacale, che in occasione dei primi tre rinnovi 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.

Analoghe modifiche statutarie intese a garantire la parità di accesso agli organi di amministrazione e di controllo sono state adottate dalla società controllata quotata Enel Green Power S.p.A. nell'assemblea del 27 aprile 2012.

Con riferimento, invece, alle altre società italiane non quotate controllate da Enel S.p.A., trova applicazione, nella soggetta materia, il Decreto del Presidente della Repubblica 30 novembre 2012 n. 251, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 28 gennaio 2013.

A norma di tale Decreto, gli statuti delle società non quotate controllate, ai sensi dell'art. 2359, commi primo e secondo, cod. civ., da pubbliche amministrazioni, devono prevedere che, per tre mandati consecutivi a partire dal primo rinnovo successivo alla data della sua entrata in vigore (12 febbraio 2013), la nomina degli organi di amministrazione e di controllo, ove a composizione collegiale, sia effettuata secondo modalità tali da garantire che il genere meno rappresentato ottenga almeno un terzo dei componenti di ciascun organo (nel primo mandato è riservata al genere meno rappresentato una quota pari ad almeno un quinto dei componenti dell'organo).

Le società italiane non quotate controllate da Enel S.p.A. stanno provvedendo ad approvare le suddette modifiche statutarie in occasione delle assemblee convocate per l'approvazione dei bilanci riferiti all'esercizio 2012.

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 (1 Presidente e 8 consiglieri, di cui 1 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 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 e di gennaio 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 2012, 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 e, da ultimo, nel febbraio 2013, 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 procedura di accertamento trasparente.

Nel corso dell'esercizio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 16 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

Come già riferito nelle precedenti relazioni, 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 correlate⁸, un "Comitato per le remunerazioni", un "Comitato per il controllo interno", un "Comitato parti correlate" e un "Comitato per la *Corporate Governance*".

⁸ Approvato, in attuazione dell'art. 2391-bis del codice civile, con deliberazione n. 17221 del 12 marzo 2010.

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

Nel corso del 2011, il Comitato per le remunerazioni ed il Comitato per il controllo interno hanno tenuto, rispettivamente, 8 e 13 riunioni, mentre il Comitato parti correlate ne ha tenute 2 e quello per la *Corporate Governance* 5.

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.

2.4 - Il Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale in carica, secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria del 29 aprile 2010, si compone di tre Sindaci effettivi e due Sindaci supplenti, il cui mandato scadrà in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2012.

Le liste dei candidati alla carica di membro del Collegio Sindacale sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca titolare del 13,788% del capitale sociale) e da un raggruppamento di 20 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dell'1,19% del capitale sociale).

Nello specifico, 2 Sindaci effettivi ed 1 Sindaco supplente 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.

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;
- 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 dei mesi di febbraio 2011 e di febbraio 2012 nonché, da ultimo, nel febbraio 2013, il Collegio Sindacale ha accertato in capo al suo Presidente e a uno dei Sindaci effettivi il possesso del requisito di indipendenza previsto dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli amministratori.

Per quanto concerne l'altro sindaco effettivo, il Collegio Sindacale ha avuto modo di accertare che questi, pur essendo privo dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina (in quanto Dirigente Generale presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze, azionista di riferimento della Società), risultava, comunque, in possesso delle caratteristiche di indipendenza previste dal Testo Unico della Finanza (e dalla relativa disciplina di attuazione) con riguardo ai sindaci di società con azioni quotate.

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 2011, il Collegio Sindacale ha tenuto 22 riunioni che hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi e la 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 con funzioni consultive e propositive è stato fissato dal Consiglio di Amministrazione, nella seduta del 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 2011, facenti parte dei due Consigli di Amministrazione che si sono succeduti nel corso dell'anno⁹ hanno maturato compensi,

⁹ Nel Consiglio di Amministrazione nominato dall'Assemblea del 29 aprile 2011 sono stati confermati 3 Consiglieri non esecutivi facenti parte del precedente consesso scaduto nella stessa data.

relativi alla partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati, per un importo complessivo di € 936.671 (€ 830.000 nel 2010).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 S.p.A., 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 (e presente in entrambi i Consigli di Amministrazione succedutisi nel corso del 2011), 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 2011, tali obiettivi, comuni a quelli assegnati all'Amministratore Delegato/Direttore Generale, sono stati individuati dal nuovo Consiglio di Amministrazione, che ha all'uopo confermato quelli già deliberati dal precedente nella seduta del 14 marzo 2011, come segue: raggiungimento dei previsti livelli di EBITDA di Gruppo, riduzione dell'indebitamento di Gruppo, numero di clienti attivati per le forniture di energia elettrica e gas, riduzione dell'indice di frequenza degli infortuni.

- il compenso previsto per la sua eventuale partecipazione ai Comitati costituiti nell'ambito del Consiglio di Amministrazione, nella misura quale sopra riportata.

Nell'anno 2011 il *Presidente del Consiglio di Amministrazione* nominato dall'Assemblea ordinaria del 29 aprile 2011 ha maturato, in rapporto al periodo di permanenza in carica (8 mesi) ed a seguito dell'accertamento¹² del raggiungimento degli obiettivi assegnati, un compenso complessivo di € 923.000, di cui € 500.000 a titolo di emolumento fisso, € 400.000 a titolo di emolumento variabile ed € 23.000 per la partecipazione alle riunioni del Comitato per la *Corporate Governance*.¹³

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 € 703.356 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;¹⁴
- 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* di tipo *cash*, piani di *stock option*, piani di *restricted share units* ecc.) varati periodicamente dalla Società nei confronti del *top management* del Gruppo.¹⁵

¹² Da parte del Consiglio di Amministrazione, nella seduta del 7 marzo 2012.

¹³ Il Presidente del Consiglio di Amministrazione cessato in data 29 aprile 2011 ha invece maturato nel 2011 un compenso complessivo di € 723.333, di cui € 233.333 a titolo di quota parte del compenso fisso spettantegli per il periodo in cui ha ricoperto la carica nei primi quattro mesi dell'anno e € 490.000 a titolo di quota parte del compenso variabile relativo al 2011 e di *bonus* integrativo in ragione dei particolari meriti acquisiti nel corso dei tre mandati (dal 2002 al 2011) in cui ha ricoperto l'incarico. Egli ha inoltre maturato il diritto ad ottenere l'importo previsto dalla polizza assicurativa per il trattamento di fine mandato (1/12 degli emolumenti complessivamente goduti durante l'intera durata dell'incarico, per ogni anno di effettiva durata dello stesso), in relazione alla quale polizza la Società ha versato premi per un valore complessivo di € 337.909.

¹⁴ Cfr. precedente nota n. 11.

¹⁵ Cfr., *infra*, paragrafo n. 3.3.

Nell'anno 2011, l'Amministratore Delegato/Direttore Generale¹⁶, a seguito dell'accertamento da parte del Consiglio di Amministrazione del raggiungimento degli obiettivi annuali assegnati¹⁷, ha maturato un compenso complessivo di € 4.314.455¹⁸, di cui:

- € 680.000, a titolo di emolumento fisso per l'incarico di Amministratore Delegato;
- € 702.582, a titolo di emolumento fisso per l'incarico di Direttore Generale;
- € 2.073.873, a titolo di emolumento variabile per il raggiungimento degli obiettivi di breve termine, di cui € 1.020.000 relativamente alla carica di Amministratore Delegato, ed € 1.053.873 relativamente a quella di Direttore generale;
- € 858.000, a titolo di emolumento variabile di medio-lungo periodo derivante dalla partecipazione, in qualità di Direttore Generale, ai piani *Long Term Incentive* per il *top management* relativi agli anni 2009 e 2010;

2.5.3 - Compensi dei componenti il Collegio Sindacale

Il compenso dei componenti il Collegio Sindacale 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 2011, di 235 mila euro.¹⁹

Ai componenti i Collegi Sindacali delle società controllate di diritto italiano è stato applicato, quale emolumento per la carica ricoperta, il 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 2011

¹⁶ Ambedue tali incarichi sono stati confermati, per il triennio 2011/2013, nei confronti dello stesso amministratore che li aveva svolti in quello precedente.

¹⁷ Nella stessa seduta del 7 marzo 2012; cfr. anche la precedente nota n. 11.

¹⁸ In tale importo non è compresa la somma di € 61.235, 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).

¹⁹ Va, tuttavia evidenziato che l'emolumento spettante ad uno dei Sindaci effettivi è 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.

emolumenti per complessivi 19.853.971 euro (valutabili in circa 1.167.880 euro pro-capite); nell'esercizio precedente erano stati corrisposti, sempre per n.17 posizioni, emolumenti per 12.811.890 euro (valutabili in circa 753.640 euro pro-capite).²⁰

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 diffusamente nel paragrafo n. 3.3 che segue, nel quale sarà illustrata, nel dettaglio, la politica retributiva di Enel S.p.A. 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 adottata in materia di remunerazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione, del Direttore Generale e dei Dirigenti con responsabilità strategiche (Sezione I), sia sui compensi corrisposti, nell'esercizio 2011, agli stessi soggetti, nonché ai Sindaci effettivi, quali sopra riportati (Sezione II).

²⁰ Si deve, tuttavia, segnalare che i criteri di calcolo e le modalità di rappresentazione degli emolumenti corrisposti ai Dirigenti con responsabilità strategiche nel corso del 2010 e del 2011 non risultano tra loro omogenei, tenuto conto delle modifiche introdotte a tal riguardo nel Regolamento Emittenti Consob nel mese di dicembre 2011 in sede di emanazione della normativa di attuazione della disciplina in materia di relazione sulla remunerazione di cui all'art. 123-ter del Testo Unico sulla Finanza.

La prima Sezione della relazione sulla remunerazione è stata sottoposta al voto consultivo dell'Assemblea tenutasi il 30 aprile 2012, che l'ha approvata con una maggioranza del 76,71% del capitale rappresentato in Assemblea.

Nello specifico, merita di essere evidenziato che il rappresentante del Ministero dell'Economia e delle Finanze, pur esprimendo voto a favore, nella considerazione che *"...i criteri di remunerazione fissati per il 2012 sono rimasti invariati rispetto al passato...."*, ha, tuttavia, raccomandato al Consiglio di Amministrazione di *"...adottare comunque politiche ispirate al massimo rigore e al contenimento nella determinazione della remunerazione..."*.

3. - Le risorse umane

3.1 - Quadro di sintesi

Nell'esercizio all'esame, il costo del personale a livello di Gruppo ha registrato un sensibile decremento rispetto all'esercizio precedente, imputabile, principalmente, alla diminuzione dell'organico medio per effetto della variazione di perimetro connessa alle cessioni in America Latina (*CAM* e *Synapsis*), in Bulgaria (*Enel Operations Bulgaria* e *Enel Maritza East 3*) e in Italia (*Deval* e *Vallenergie*), nonché al cambio del metodo di consolidamento di *Hydro Dolomiti Enel*.

Hanno inoltre concorso a tale risultato, la conclusione del programma di incentivazione all'esodo, con il conseguente rilascio, a fine 2011, del relativo fondo (170 milioni di euro) e l'accordo raggiunto con le OO.SS. in ordine all'eliminazione delle agevolazioni tariffarie per i dipendenti in servizio in Italia, a seguito del quale è stato rilevato un provento da riduzione pari a 152 milioni di euro circa.

3.2 - Consistenza e costo del personale

La consistenza del personale del *Gruppo Enel*, come risulta dal prospetto riportato alla pagina seguente, è diminuita, nell'esercizio 2011, di 2.953 unità (-3,77%), oltre che per le variazioni di perimetro sopra descritte, per le cessazioni intervenute nel corso dell'anno (n. 4.721), che sono state parzialmente compensate dalle assunzioni effettuate nel medesimo periodo (n. 4.230).

ORGANICO GRUPPO ENEL (Italia + Estero)			
	2011*	2010**	2009
Consistenza al 1.1	78.313	81.208	75.981
A) Variazioni perimetro operativo e acquisizioni:			
Acquisizione di società			348
Effetto del consolidamento integrale di Endesa			8.814
Cessione di società			-1.544
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		
Saldo A	-2.462	-335	7.618
B) Assunzioni - Cessazioni:			
Assunzioni	4.230	3.761	4.644
Cessazioni	-4.721	-6.321	-7.035
Saldo B	-491	-2.560	-2.391
Consistenza al 31.12	75.360	78.313	81.208
<i>variazione %</i>	<i>-3,77%</i>	<i>-3,56%</i>	

* la consistenza finale al 31.12.2011 comprende 113 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 risulta in diminuzione rispetto all'esercizio precedente del 22,7% (quadri -2,8%, impiegati -29,3% e operai -15,3%).

Diminuisce, altresì, per tutte le categorie dei dipendenti, il costo complessivo degli esodi incentivati per un importo pari a 49 milioni di euro circa (-29,4%), nonché l'importo medio dell'incentivo, che, rispetto al 2010, passa da 114.279 euro a 104.352 euro (-8,7%).

ESODO INCENTIVATO						
Categorie	N. unità		Costo esodo		Importo medio	
			(in €/milioni)		(in € arrotondati)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
- Dirigenti	18	17	8	9	455.500	510.000
- Quadri	104	107	13	14	128.213	134.921
- Impiegati	635	898	66	104	103.435	115.643
- Operai	382	451	32	41	82.834	91.752
Totale	1.139	1.473	119	168	104.352	114.279
<i>variazione %</i>	<i>-22,7%</i>		<i>-29,4%</i>		<i>-8,7%</i>	

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

ORGANICO GRUPPO ENEL PER AREA DI ATTIVITÀ (Italia + Estero)					
	n. addetti	incid. %	var.% 2010/2009	n. addetti	incid. %
al 31/12	2011			2010	
Mercato	3.745	5%	-2%	3.823	5%
Generazione ed Energy Management	6.334	8%	-4%	6.601	8%
Ingegneria e Innovazione	1.327	2%	-1%	1.339	2%
Infrastrutture e reti	18.951	25%	-1%	19.152	24%
Iberia e America Latina*	22.877	30%	-7%	24.731	32%
Internazionale**	13.779	18%	-7%	14.876	19%
Energie Rinnovabili***	3.229	4%	9%	2.955	4%
Capogruppo	873	1%	9%	803	1%
Servizi e altre attività	4.245	6%	5%	4.033	5%
Totale	75.360	100%	-4%	78.313	100%
<i>variazione %</i>	<i>-3,8%</i>				

* Include 113 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31.12.2011 (1.809 unità al 31.12.2010)

** Include 503 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31.12.2010

*** Include 12 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31.12.2010

ORGANICO GRUPPO ENEL PER CATEGORIE PROFESSIONALI (Italia + Estero)	2011	2010	2011*	2010**
	FORZA MEDIA		Consistenza al 31/12	
- Dirigenti	1.219	1.336	1.190	1.256
- Quadri	13.908	14.110	14.098	14.255
- Impiegati	41.292	42.669	41.085	42.166
- Operai	19.847	21.798	18.987	20.636
Totale	76.266	79.913	75.360	78.313
<i>variazione %</i>	<i>-4,6%</i>		<i>-3,8%</i>	

* Include 113 unità correlate alle "attività possedute per la vendita"

** Include 515 unità correlate alle "attività possedute per la vendita"

A fronte di un decremento del 3,77 % 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 Iberia ed America Latina, Internazionale, Mercato, Generazione ed Energy Management, mentre si incrementa il numero degli addetti nelle divisioni Energie Rinnovabili, Servizi e altre attività, nonché nella Capogruppo.

Per ciò che concerne la composizione per categorie professionali, si evidenzia che, alla fine dell'esercizio, su una consistenza complessiva di 75.360 dipendenti, i dirigenti erano 1.190, pari all'1,6% dell'organico (stessa percentuale del 2010), i quadri erano 14.098, pari al 18,7% (18,2% nel 2010), il numero degli impiegati

ammontava a 41.085, pari al 54,5% (53,8% nel 2010), mentre gli operai assommavano a 18.987, pari al 25,2% (26,4% nel 2010).

In termini di "forza media" la variazione in diminuzione (-4,6%) consegue essenzialmente alle sopra menzionate attività di cessione intervenute in ambito internazionale e nazionale, nonché alla variazione del metodo di consolidamento della società *Hydro Dolomiti Enel*.

Il costo complessivo del personale del Gruppo Enel (tabella a seguire) è pari, nel 2011, a 4.296 milioni di euro, così registrandosi – come già anticipato - una notevole flessione rispetto all'esercizio precedente (-12%).

(milioni di euro)

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero)						
	2011			2010		
	Onere Totale	di cui	Stipendi e salari	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari
Totale generale	4.296		3.335	4.907		3.370
<i>variazione %</i>	<i>-12%</i>		<i>-1%</i>			

Il prospetto che segue evidenzia, invece, la consistenza e il costo complessivo del personale del Gruppo Enel in Italia, che risulta anch'esso in diminuzione rispetto all'esercizio precedente, per effetto principalmente - come già riferito - della conclusione del programma di incentivazione all'esodo e della cessazione delle agevolazioni tariffarie.

L'onere relativo ai soli stipendi e salari registra, infatti, un leggero incremento (+1,5%) in conseguenza della dinamica salariale.

Con riguardo alle singole categorie di inquadramento, si registra un incremento dell'onere totale per i dirigenti ed i quadri (principalmente dovuto all'accantonamento dei piani di incentivazione a lungo termine), mentre per gli impiegati e gli operai, si evidenzia una discreta flessione (pari, rispettivamente, al 5,1% e all'8,2%).

ORGANICO E COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia)					
			2011		2010
Categorie	Consistenza al 31.12. 2011	Consistenza al 31.12. 2010	Onere Totale	di cui Stipendi e Salari	Onere Totale
- Dirigenti	452	475	179	107	155
- Quadri	4.456	4.274	397	294	376
- Impiegati	21.173	22.065	1.281	969	1.349
- Operai	10.161	10.570	570	434	621
Totale Italia	36.842	37.384	2.427	1.804	2.502
<i>variazione %</i>	<i>-1,4%</i>		<i>-3,0%</i>	<i>1,5%</i>	

Con riferimento al comparto Estero (cfr. i due prospetti seguenti), è, invece, evidente il decremento sia del costo complessivo che di quello riferito agli stipendi e salari (rispettivamente, -10% e -4%) dovuto, prevalentemente, alle ricordate riduzioni di perimetro operate in America Latina e in Bulgaria.

Va, tuttavia, segnalato che laddove vengano esclusi i costi riferiti all'incentivazione all'esodo, tale decremento si azzererebbe per effetto, principalmente, dell'adeguamento contabile e della riduzione del saldo contabile del fondo relativamente al perimetro Endesa.

(milioni di euro)

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero)				
	2011		2010	
	Onere Totale	di cui Stipendi e salari	Onere Totale	di cui Stipendi e Salari
Totale Estero	1.988	1.531	2.196	1.593
<i>variazione %</i>	<i>-10%</i>	<i>-4%</i>		

(milioni di euro)

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero) ESCLUSO INCENTIVO ALL'ESODO				
	2011		2010	
	Onere Totale	di cui Stipendi e salari	Onere Totale	di cui Stipendi e Salari
Totale Estero	2.030	1.531	2.018	1.593
<i>variazione %</i>	<i>1%</i>	<i>-4%</i>		

Il costo unitario medio del personale del Gruppo Enel (cfr. le due tabelle riportate in seguito) subisce una diminuzione pari all'8,3%, a fronte di un incremento nel *costo medio per salari e stipendi* pari a al 3,7%.

Nel caso in cui si depuri il dato dai costi per l'incentivazione all'esodo, si rileva, invece, un aumento sia del costo medio totale sia di quello per salari e stipendi, rispettivamente pari a al 3,3% ed al 3,7%.

(migliaia di euro)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero)						
	2011			2010		
	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	76.266	56,3	43,7	79.913	61,4	42,2

(migliaia di euro)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero) ESCLUSO INCENTIVO ALL'ESODO						
	2011			2010		
	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	76.266	58,4	43,7	79.913	56,6	42,2

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

Al riguardo, si evidenzia che il "costo medio totale" diminuisce dello 0,8%, mentre quello riferito alla sola voce "stipendi e salari" si incrementa del 3,8%.

L'analisi per categoria mostra un incremento pari al 21,1% per i dirigenti (principalmente dovuto - come già osservato - all'accantonamento dei piani di incentivazione a lungo termine), un incremento pari a all'1,2% per i quadri ed un decremento pari, rispettivamente, al 2,5% e al 4,8% per gli impiegati e gli operai.

(migliaia di euro)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia) ESCLUSO INCENTIVO ALL'ESODO*						
Categorie	2011			2010		
	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	468	383,0	228,8	491	316,2	207,8
- Quadri	4.341	91,4	67,8	4.160	90,4	66,6
- Impiegati	21.914	58,4	44,2	22.514	59,9	42,7
- Operai	10.461	54,5	41,5	10.846	57,3	40,3
Totale Italia	37.184	65,3	48,5	38.011	65,8	46,8
<i>variazione %</i>	-2,2%	-0,8%	3,8%			

* Costo lavoro IAS\IFRS

Con riguardo, infine, al costo unitario medio del personale del Gruppo Enel all'Estero (cfr. la tabella riportata alla pagina seguente), si assiste ad un incremento del 7,9% di quello medio totale ed ad uno leggermente inferiore (+3,0%) di quello riferito ai salari e stipendi.

(migliaia di euro)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero) ESCLUSO INCENTIVO ALL'ESODO						
	2011			2010		
	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	39.082	51,9	39,2	41.901	48,2	38,0

3.3 - 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 (EBITDA²¹ 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 *overperformance* su tutti gli obiettivi.

Sono previsti, inoltre, fattori correttivi moltiplicatori o demoltiplicatori che possono ulteriormente incrementare o decrementare 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 C.d.A. di Enel S.p.a. ha abbandonato, a decorrere dal 2009, il sistema dei piani di *stock option* (deliberati sino al 2008²²) e di *Restricted Share Units* (RSU), varati nel 2008 e nel 2009,

²¹ *Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization* (Margine Operativo Lordo).

²² Nella Relazione al Bilancio, si rappresenta che dalle verifiche effettuate circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, si è accertato che nel corso del triennio 2008-2010 sia l'EPS (*earning per share*) che il ROACE (*return on average capital employed*) si sono posizionati ad un livello superiore, rispetto a quello

entrambi legati all'andamento del titolo, adottando²³ 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 2011 sono stati varati due piani di tale tipo, uno riservato al *top management* ed uno per la generalità del *management*, le cui caratteristiche sono state illustrate nella relazione relativa allo scorso esercizio.²⁴

Nella riunione del Consiglio di Amministrazione del 7 marzo 2012, sono stati esaminati ed approvati due ulteriori piani riferiti al 2012, aventi identica struttura, di cui si illustrano, qui di seguito, le principali peculiarità:

Piano cash 2012 top management (18 destinatari):

- 1) Emissione del Piano: entro il 31 dicembre 2012;
- 2) Perimetro dei destinatari: piano rivolto esclusivamente al *top management* del Gruppo, compresi i responsabili delle Divisioni Infrastrutture e Reti, Energie Rinnovabili ed Iberia ed America Latina nonché l'Amministratore Delegato di Enel Green Power S.p.A. (in favore dei quali vengono assegnati obiettivi specifici in base alla Divisione di appartenenza);
- 3) Strumenti utilizzati: il Piano non comporta l'emissione ed attribuzione di nuove azioni, ma solo l'erogazione di un controvalore in denaro;
- 4) Valore base del Piano da assegnare: determinato in percentuale della retribuzione fissa annua (80% su base individuale);
- 5) Condizioni di esercizio: sono previsti due diversi tipi di obiettivi:

a) obiettivo "cancello" da conseguire per esercitare il Piano, riferito al raggiungimento dell'EBITDA cumulato per gli anni 2012, 2013 e 2014 (quale risulta dai livelli di *budget* previsti per detti anni);

b) obiettivi di "performance" per la determinazione del valore effettivamente assegnato a ciascun destinatario:

- *Earning per Share* (EPS) per il 75% del valore base del Piano assegnato, obiettivo che è rappresentato dalla ripartizione del Risultato Netto di Gruppo sul numero

indicato nei *budget* degli anni di riferimento, facendo divenire in tal modo esercitabile un numero di opzioni pari al 120% (9.623.735) di quelle originariamente assegnate (in numero di 8.019.779) ai destinatari (16 dirigenti del Gruppo) e non ancora decadute, in applicazione dell'apposita scala di *performance* fissata; stante l'alto valore dello *strike price* previsto, (€ 7,718), significativamente più alto dell'attuale quotazione di borsa del titolo, è, tuttavia, del tutto improbabile che tali opzioni vengano esercitate.

²³ Per la prima volta nella seduta del 30 luglio 2009.

²⁴ Cfr. Determinazione n. 24/2012 in data 13 marzo 2012, cit., paragrafo n. 4.2.

complessivo delle azioni, in relazione ad un obiettivo fissato nel Piano industriale del Gruppo su base cumulata triennale (1.1.2012-31.12.2014);

- *Return on Average Capital Employed* (ROACE), per il rimanente 25% del valore base del Piano assegnato, rappresentato dal rapporto tra il Risultato Operativo ed il Capitale investito netto medio, finalizzato a premiare l'efficienza e la redditività della gestione aziendale in termini di capacità della stessa di remunerare il capitale investito, in relazione ad un obiettivo fissato nel Piano Industriale di Gruppo su base cumulata triennale (1.1.2012-31.12.2014); in relazione al posizionamento raggiunto rispetto agli obiettivi di *performance*, verrà determinato il valore effettivo del premio esercitabile;

6) Posizionamento degli obiettivi di *performance* e conseguente determinazione del valore effettivo del Piano divenuto esercitabile: il piano prevede che la determinazione del valore effettivo del premio esercitabile risulti variabile in funzione dell'andamento dell'EPS e del ROACE secondo valori prefissati in appositi schemi;

7) Rivalutazione del valore effettivo in caso di non esercizio del Piano nelle finestre disponibili: al fine della fidelizzazione è prevista la possibilità di esercitare il Piano fino al 31.12.2018; in tal caso, il valore effettivo, maturato secondo quanto descritto nel precedente punto 6), potrà essere rivalutato secondo una regola prestabilita e tale rivalutazione non potrà superare nel periodo complessivo il 50% del valore effettivo maturato al 2015 né, in caso di diminuzione, comportare una riduzione del valore effettivo maturato;

8) *Vesting*, durata e periodi di esercizio: il Piano diverrà esercitabile - subordinatamente al raggiungimento degli obiettivi "cancello" e di quelli di *performance* - esclusivamente all'interno di due "finestre" annuali coincidenti con un periodo di 10 giorni lavorativi nei mesi di luglio e ottobre, a partire dal 2015 e fino al 2018 con le seguenti modalità:

- 30 % del valore base monetario assegnato esercitabile a partire da luglio 2015;

- 70 % del valore base monetario assegnato esercitabile a partire da luglio 2016.²⁵

Piano cash 2012 per la generalità del management (circa 1360 destinatari):

1) Emissione del Piano: identico al Piano *top management*;

2) Perimetro dei destinatari: Piano rivolto alla generalità del *Management*, escluse le prime linee dell'Amministratore Delegato/Direttore generale di Enel Spa; per i *manager* delle Divisioni "Infrastrutture e Reti" ed "Energie Rinnovabili" sono stati

²⁵ La scelta di differire parte del premio è stata adottata nella logica di allineare tali Piani ai criteri di allungamento dei termini introdotti dall'art. 7 del Codice di Autodisciplina, applicabile alla Capogruppo Enel S.p.A., in quanto società quotata.

definiti obiettivi *ad hoc* connessi alle specifiche attività svolte dalla Divisione di appartenenza;

3) Strumenti utilizzati: identico al Piano *top management*;

4) Valore base del Piano da assegnare: multiplo della retribuzione fissa in virtù della fascia di appartenenza;

5) Condizioni di esercizio: identico al Piano *top management*, salvo che per l'obiettivo di "*performance*", che è basato esclusivamente sull'EPS;

6) Posizionamento dell'obiettivo di *performance* e conseguente determinazione del valore effettivo del Piano divenuto esercitabile: il Piano prevede che la determinazione del valore effettivo del premio esercitabile risulti variabile (da 0% a 120%) in funzione dell'andamento dell'EPS e secondo valori prefissati in apposito schema;

7) Rivalutazione del valore effettivo in caso di non esercizio del Piano nelle finestre disponibili: identico al Piano *top management*;

8) *Vesting*, durata e periodi di esercizio: identico al Piano *top management*.

Il costo dei due Piani 2012, in presenza di una *performance* al 120%, è stato stimato in circa 97 milioni di euro.

In caso di esercizio a fine Piano (31 dicembre 2018) il costo complessivo (con la prevista rivalutazione del 50% del premio maturato secondo quanto descritto nei punti 7) sopra riportati) potrebbe raggiungere un valore massimo pari a circa 145 milioni di euro.

La Società, con riferimento alle osservazioni formulate al riguardo da questa Corte con le relazioni relative agli esercizi 2009 e 2010, ha rappresentato le principali ragioni per cui sono stati abbandonati i precedenti sistemi di incentivazione a lungo termine legati all'andamento del titolo, in favore di quelli di tipo *cash* all'esame

Ad avviso della Società, esse, piuttosto che nella contingente situazione relativa all'andamento del titolo, vanno, invece, ricercate nel notorio scarso gradimento dei mercati verso sistemi c.d. *stock based*, stante l'impossibilità di un controllo preventivo sui relativi costi (potendo il relativo controvalore aumentare in misura considerevole in contesti di forte rialzo dei mercati, consentendo, così, guadagni molto elevati), laddove, con i piani LTI di che trattasi, i guadagni massimi realizzabili sono, al contrario, già predefiniti al raggiungimento dei principali obiettivi gestionali di Gruppo, a loro volta indicativi, comunque, della creazione di valore per gli azionisti.

Al riguardo la Corte, nel prendere atto di tali precisazioni deve, nondimeno, raccomandare - in considerazione del perdurare della crisi economico-finanziaria, con i conseguenti riflessi negativi sui risultati operativi - un'attenta verifica sulla

compatibilità dei costi dei sistemi incentivanti in essere (di breve e di lungo periodo) con gli obiettivi di piano, provvedendosi, se del caso, come, peraltro, auspicato dal socio pubblico di maggioranza nell'Assemblea del 30 aprile 2012²⁶ ad un contenimento della parte variabile della retribuzione nei confronti del *management* (e degli amministratori esecutivi).²⁷

3.4 - Salute e sicurezza dei lavoratori

La tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori, è demandata ad una specifica Unità organicamente inserita nella funzione "*Human Resources and Organization*" della *Corporate*.

Nel 2011, il *tasso di frequenza* degli infortuni, (numero infortuni/milioni di ore lavorate) ha registrato un'ulteriore diminuzione rispetto al dato del 2010, scendendo da 2,8 a 2,4.

Si è ridotto, parimenti, il *tasso di gravità* (giorni di assenza/1.000 ore lavorate), passando da 0,13 (nel 2010) a 0,11 (nel 2011).

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, a partire dal 2009, allorché è stato adottato il "*Nine Points Safety Improvement Plan*", in vista del raggiungimento dell'obiettivo "Zero Infortuni" un valore strategico e una priorità assoluta.

Ciò che, d'altra parte, è reso palese – come si è già avuto modo di riferire²⁸ – dalla diretta incidenza del miglioramento dei sopra riportati indici di *performance* relativi alla sicurezza sul lavoro sull'attribuzione dell'MBO.

3.5 - 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.

²⁶ Cfr. *supra*, paragrafo n. 2.5.5

²⁷ Appare, tuttavia, opportuno segnalare che alcune significative misure in tal senso sono state adottate di recente (con riferimento alla misura del MBO per gli amministratori esecutivi e i dirigenti), con decorrenza dall'esercizio 2013. Di esse si riferirà più diffusamente nella prossima relazione.

²⁸ Cfr. *supra*, paragrafo precedente.

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 2011 mediante contratti vincolanti, anche di durata ultrannuale (c.d. "contrattualizzato"), a confronto con quelli dell'esercizio precedente.

Tali dati, pertanto, non comprendono, come nel passato, il "contrattualizzato" riferito alle società estere del Gruppo e i contratti infragruppo.²⁹

Limitatamente al suddetto perimetro di riferimento, il valore complessivo delle consulenze assegnate nel corso dell'esercizio 2011 ammonta a 28,5 milioni di euro e presenta un significativo decremento (-57%) rispetto all'ammontare riferito all'esercizio 2010 (pari a 66,2 milioni di euro), che si aggiunge al decremento, altrettanto rilevante, realizzato nell'esercizio 2010 rispetto al 2009 (-45,5%, pari a 55,3 milioni di euro).

Come si evince dal seguente prospetto, nel corso dell'esercizio 2011 sono state richieste prevalentemente consulenze "Strategiche/Organizzative/Direzionali", che rappresentano il 37,2% del totale contrattualizzato; seguono le consulenze "Amministrative fiscali/finanziarie", quelle di *"Merger & Acquisition"* e quelle "Commerciali".

Il confronto con l'esercizio precedente evidenzia il significativo decremento intervenuto nell'affidamento di consulenze per *"Merger & Acquisition"* (-28,4 milioni di euro, pari a -87,7%)³⁰, seguito dalla discreta riduzione intervenuta nel settore delle consulenze *Strategiche/Organizzative/Direzionali* (-12,5 milioni di euro, pari a -54,1%).

²⁹ Per ragioni di uniformità non sono incluse nemmeno eventuali varianti a contratti assegnati in anni precedenti e i contratti con data di emissione 2012 inseriti nei sistemi SAP successivamente al 7 gennaio 2012.

³⁰ 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.). Il cospicuo abbattimento della spesa per consulenze in tale settore è essenzialmente imputabile all'assenza di rilevanti operazioni di tale natura nel corso dell'esercizio.

CONSULENZE

Tipologia	2011		2010		2011/2010
	Milioni €	%	Milioni €	%	%
<i>Merger & Acquisition</i>	4,0	14,0	32,4	48,9	-87,7
Strategiche/Organizz.ve/Direz.	10,6	37,2	23,1	34,9	-54,1
Legali e societarie	1,6	5,6	3,6	5,4	-55,6
Ammin.ve/fiscali/finanziarie	7,8	27,2	4,4	6,6	+77,3
Commerciali	2,8	9,8	1,9	2,9	+47,4
Comunicazione e legate al Personale	1,7	6,0	0,8	1,2	+112,5
Assicurative	-	-	-	-	-
Totali	28,5	100	66,2	100	-56,9

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

(milioni di euro)

Consulenze	2011		2010	
	Numero ordini	Importo	Numero ordini	Importo
Intervallo importi (Euro)				
<75.000	84	3,1	119	4,6
>75.000<200.000	23	2,9	22	2,6
>200.000<1.000.000	17	6,3	15	7,7
>1.000.000	6	12,2	8	19,0
Totali	130	24,5	164	33,9

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

(milioni di euro)

Consulenze <i>Merger & Acquisition</i>	2011		2010	
	Numero ordini	Importo	Numero ordini	Importo
Intervallo importi (Euro)				
<75.000	4	0,2	8	0,3
>75.000<200.000	2	0,2	2	0,3
>200.000<1.000.000	2	1,0	7	3,4
>1.000.000	1	2,6	4	28,4
Totali	9	4,0	21	32,4

La Corte, nel prendere positivamente atto di tale risultato, che è in linea con le raccomandazioni formulate in occasione delle relazioni relative agli esercizi 2009 e

2010,³¹ raccomanda di proseguire in tale direzione, temperando, cioè, l'inevitabile 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 dell'acquisizione di pareri da parte di soggetti terzi ed indipendenti sul valore degli *asset* che ne formano oggetto) con un adeguato utilizzo delle esperienze e delle professionalità interne, all'uopo incentivando, ove necessario, specifici programmi di aggiornamento e formazione del personale dipendente.

³¹ Cfr. paragrafo n. 4.3 di entrambe le Relazioni.

4. - Il piano industriale e degli investimenti

4.1 - Obiettivi e progetti

Nel corso della riunione del 14 marzo 2011, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il *Piano industriale e degli investimenti 2011/2015*, i cui principali obiettivi, ai fini del raggiungimento delle priorità strategiche perseguite, possono sintetizzarsi, con riferimento a ciascuna Divisione, come segue:

- Divisione Mercato: differenziazione dell'offerta per *target*; nuovo modello di *customer care*; miglioramento dei processi di gestione dei *partner* commerciali; ottimizzazione dell'architettura dei sistemi informativi e dei flussi; introduzione di nuovi strumenti e rivisitazione dei processi di gestione del rischio di credito (c.d. "*credit risk management*") e di raccolta del credito (c.d. "*credit collection*") per la sostenibilità finanziaria;
- Divisione Generazione ed Energy Management: conversione a carbone dell'impianto di Porto Tolle; sviluppo e mantenimento del parco termoelettrico; aumento delle *performance* ambientali, di efficienza ed affidabilità, per la realizzazione del terminale di rigassificazione di Porto Empedocle e per l'incremento della capacità di stoccaggio del giacimento di Romanengo;
- Divisione Infrastrutture e Reti: manutenzione preventiva ed investimenti selettivi volti a mantenere gli *standard* di qualità del servizio; realizzazione di sistemi di rete atti a consentire la partecipazione attiva del cliente al mercato energetico (cd. "*Progetto Smart info*"); sviluppo dell'infrastruttura per la mobilità elettrica (progetti *pilota* a Roma, Pisa e Milano con la creazione di 400 punti di ricarica); commercializzazione del sistema di telegestione all'estero e relativa sua introduzione nelle aree geografiche di pertinenza del perimetro Endesa ed in Romania;
- Divisione Energie Rinnovabili: costruzione ed ampliamento di impianti eolici, idroelettrici, geotermici e fotovoltaici in Italia e all'estero (soprattutto in Nord America e America Latina, nonché in Francia, Grecia, Romania e Spagna);
- Divisione Iberia e America Latina: efficientamento e sviluppo di impianti di generazione (tra cui, principalmente, quelli di "Bocamina" in Cile e di "El Quimbo" in Colombia); ampliamento e miglioramento delle reti di distribuzione di energia elettrica;
- Divisione Internazionale: sviluppo e conclusione dei progetti già avviati in Slovacchia (tra questi, unità "EMO 3 e 4" dell'impianto nucleare di Mochovce ed innalzamento del livello di potenza – c.d. "*power upgrade*" – della centrale nucleare di Bohunice), in

Russia (completamento di due impianti di produzione di energia elettrica a ciclo combinato di tipo CCGT³² in costruzione, nonché efficientamento ed estensione della vita utile delle centrali esistenti), in Romania (modernizzazione della rete) ed in Belgio (completamento dell'impianto di produzione di energia elettrica a ciclo combinato di tipo CCGT sito a Marcinelle);

- Divisione Ingegneria e Innovazione: cattura post-combustione della CO₂ (impianto dimostrativo di stoccaggio presso la centrale a carbone di Porto Tolle); sviluppo di impianti di produzione di energia elettrica da fonte solare termodinamica; integrazione tra fonti diverse con sistemi di accumulo dell'energia prodotta; ricerca e innovazione nel campo delle tecnologie di interesse per il Gruppo dirette allo sviluppo dell'efficienza energetica e delle reti (cd. "*smart energy management*");

Con riguardo al settore *Upstream gas*, infine, le principali iniziative riguardano il completamento del portafoglio esplorativo per la fornitura del gas in sud Europa, a supporto del futuro fabbisogno del Gruppo, e quello per la gestione del *business* in Russia in virtù della partecipazione nella società "*SeverEnergia*".

La tabella che segue espone il piano degli investimenti³³ 2011/2015, suddiviso per anno ed area di attività.

(milioni di euro)

	2011	2012	2013	2014	2015	TOTALE
Iberia e Am. Latina	2.782	2.707	2.483	2.269	2.269	12.511
Internazionale	1.434	1.232	841	651	229	4.387
Infrastrutture e Reti	1.209	1.174	1.072	913	897	5.266
Energie Rinnovabili	1.381	1.418	1.207	1.188	1.168	6.363
Generazione E.M.	538	689	937	915	626	3.705
Mercato	81	69	36	31	27	244
Ingegneria e Innovazione e Nucleare Italia	84	104	196	263	423	1.070
Holding, Servizi, Attività diversificate	42	62	55	45	42	247
Upstream Gas	99	53	39	57	67	314
Totale investimenti al lordo di "contributi di allacciamento"	7.652	7.508	6.865	6.332	5.748	34.106
- Di cui "contributi di allacciamento"	688	691	653	606	597	3.235
Totale investimenti netti	6.963	6.818	6.212	5.726	5.151	30.870

³² Combined Cycle Gas Turbine.

³³ Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali.

Gli investimenti effettuati nel 2011, pari a 7.484 milioni di euro,³⁴ rappresentano il 98% circa dell'importo previsto dal Piano.

Nella successiva tabella sono esposti - suddivisi per tipologia - gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nel 2011.

Nello specifico, gli investimenti in impianti di produzione di energia elettrica (pari al 53% circa del totale degli investimenti dell'esercizio 2011) aumentano del 5,6% rispetto al precedente esercizio 2010, così come gli investimenti in reti di distribuzione di energia elettrica (pari a circa il 36% del totale degli investimenti dell'esercizio 2011) aumentano del 5,9% rispetto al precedente esercizio 2010.

<i>(milioni di euro)</i>			
Investimenti in immobilizzazioni materiali	2011	2010	2011/2010 %
Impianti di produzione	3.973	3.763	+5,6
Rete di distribuzione di energia elettrica	2.668	2.520	+5,9
Totale parziale	6.641	6.283	+5,7
Terreni, fabbricati e altri beni	204	92	+121,7
TOTALE	6.845	6.375	+7,4

Nelle tabelle seguenti vengono riportati, per area di *business* e tipologia di impianti, gli investimenti effettuati per impianti di produzione di energia elettrica nel 2011 e la potenza netta installata (in MW) alla data del 31 dicembre 2011.

Al riguardo, merita di essere segnalato che il maggior incremento percentuale della potenza efficiente netta installata (+16%) è stato realizzato dalla Divisione Energie Rinnovabili, che ha, inoltre, conseguito il maggior incremento (+39% circa) in termini di volume degli investimenti effettuati in impianti di produzione rispetto all'esercizio 2010.

Investimenti effettuati in impianti di produzione nell'anno 2011

<i>(milioni di euro)</i>					
Impianti di produzione di energia elettrica	Generazione ed Energy Management	Internazionale	Energie rinnovabili	Iberia e America Latina	TOTALI
Geotermici-termoelettrici	285	473	113	514	1.385
Idroelettrici	119	9	146	242	516
Fonti alternative	11	-	1.183	-	1.194
Nucleare	-	717	-	161	878
Totali	415	1.199	1.442	917	3.973

³⁴ Il dato non include 105 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011.

Potenza efficiente netta installata al 31.12.2011 (in MW)

Impianti di produzione di energia elettrica	Generazione ed Energy Management	Internazionale	Energie rinnovabili	Iberia e America Latina	TOTALI
Geotermici-termoelettrici	24.790*	10.272	769	21.997	57.828
Idroelettrici	12.136	2.329	2.539	13.261	30.265
Fonti alternative	41**	9	230	-	280
Eolici			3.541	78	3.619
Nucleare		1.818		3.526	5.344
Totale al 31 dicembre 2011	36.967	14.428	7.079	38.862	97.336
Pot.netta installata 2010	37.747	14.407	6.102	39.027	97.283
% 2011/2010	-2,1	+0,1	+16,0	-0,4	+0.1

*di cui 1.574 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (1.551 MW al 31 dicembre 2010)

** di cui 35 MW indisponibili per attività di trasformazione (analogo valore al 31 dicembre 2010).

Nel corso della riunione del 23 febbraio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il *Piano industriale e degli investimenti 2012/2016*, le cui principali priorità strategiche possono essere sinteticamente riassunte come segue:

- mantenimento della *leadership* nei mercati energetici maturi;
- crescita organica nel settore delle fonti rinnovabili, nonché in America Latina, Russia e in Europa Orientale;
- consolidamento della stabilità finanziaria;
- accelerazione di efficientamento ed eccellenza operativa;
- controllo e selettività degli investimenti;
- impegno nel mantenimento della posizione di *leadership* e nell'innovazione tecnologica.

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

Come emerge dai dati ivi riassunti è prevista, rispetto al precedente Piano industriale, una significativa contrazione degli investimenti per circa 3,6 miliardi di euro nel quinquennio, di cui circa 3 miliardi si riferiscono a minori investimenti in Italia e nella penisola iberica.

Piano degli investimenti³⁵ 2012/2016

	2012	2013	2014	2015	2016	TOTALE
Iberia e America 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
Programma "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

Merita di essere anticipato già in questa sede, riservando maggiori dettagli alla prossima relazione, che il piano industriale relativo al quinquennio 2013/2017, approvato nella seduta del C.d.A. del 12 marzo 2013, apporta significative modifiche a quello precedente quale testé illustrato, prevedendosi in estrema sintesi:

- un aumento (+2,5%) degli investimenti programmati nei mercati di sviluppo (Energie Rinnovabili, America Latina, Russia e Europa Orientale), connesso, essenzialmente, ad un incremento della potenza efficiente installata (+13,2%), a fronte di una ulteriore riduzione (-3,5%) di quelli previsti nei mercati maturi (Iberia, Generazione e Mercato e Reti), conseguente alla programmata diminuzione della potenza efficiente installata (-11,9%);
- la dismissione di partecipazioni per un importo pari a 6 miliardi di euro;
- l'emissione di strumenti finanziari partecipativi c.d. "ibridi" per un importo pari a 5 miliardi di euro;
- una 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;

³⁵ Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali.

- la finalizzazione del processo di riorganizzazione del Gruppo secondo il modello *One Company* e l'avvio di un piano di reinvestimento per la riduzione delle minoranze in America Latina;
- una riduzione dell'indebitamento finanziario netto, per effetto delle suddette azioni strategiche, a 36/37 milioni di euro nel 2017.³⁶

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 positivi.³⁷

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.

In questo contesto, la politica aziendale, quale enunciata nei piani industriali aggiornati di anno in anno, è volta a perseguire l'obiettivo della stabilità finanziaria attraverso un'attenta gestione della cassa operativa e la realizzazione di iniziative dirette alla valorizzazione di alcuni *asset* in portafoglio, nonché all'ulteriore riduzione del livello di indebitamento.

La valorizzazione delle potenzialità del portafoglio e il costante raggiungimento di risultati positivi sono perseguiti – giusta si rileva, in sintesi, dai documenti programmatici illustrati al paragrafo precedente - integrando un'attenta politica di responsabilità sociale d'impresa con le priorità strategiche del Gruppo nei cinque cinque anni successivi, secondo gli obiettivi strategici di seguito indicati:

³⁶ Con un decremento di circa 6 miliardi di euro circa rispetto al risultato finale dell'esercizio 2012, pari a 42,95 miliardi di euro circa Cfr. *infra*, paragrafo n. 9.

³⁷ Cfr. *infra*, paragrafi nn. 7 e 8.

- *leadership* nei mercati energetici maturi, con particolare riferimento ai mercati delle aree Italia e "Iberia";
- crescita organica su piattaforme multiple, per rafforzare la presenza sia nel *business* della produzione di energia da fonti rinnovabili a livello mondiale che nei *business* convenzionali, con particolare riguardo all'America Latina, alla Russia e all'Europa Orientale;
- efficientamento, eccellenza operativa e selettività negli investimenti;
- *leadership* nell'innovazione, tramite lo sviluppo e la promozione dell'utilizzo di nuove tecnologie, più efficienti e più pulite.

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

5.1 - Elementi di contesto

5.1.1 - L'andamento dei mercati finanziari in Europa, con particolare riferimento al settore delle utilities³⁸

Le differenti *performance* a livello economico nei vari Paesi europei si sono riflesse sulle quotazioni dei rispettivi mercati mobiliari.

Il generalizzato peggioramento delle prospettive economiche ha avuto ripercussioni anche sulle quotazioni dei titoli azionari.

Tutti i mercati finanziari dell'area euro hanno chiuso l'esercizio 2011 in calo rispetto alle quotazioni dell'anno precedente.

Il mercato italiano è stato quello che ha registrato il calo più marcato: l'indice italiano "*FTSE Italia All Share*" ha chiuso, infatti, il 2011 a -24,3%, appesantito soprattutto dal settore bancario e finanziario, dove si sono registrate perdite consistenti.

Il mercato azionario tedesco, rappresentato dal "*DAX*", ha registrato un calo del 14,7%, l'indice francese "*CAC-40*" ha perso il 17,9% ed, infine, l'indice spagnolo "*IBEX-35*" ha registrato una diminuzione del 13,1%.

In questo contesto, il settore delle *utilities* ha registrato un andamento delle quotazioni azionarie in linea con l'andamento dei listini della zona euro.

La variazione dell'indice "*Stoxx 600 Utilities*", che raggruppa le principali aziende per capitalizzazione quotate nei diversi listini europei, ha chiuso, infatti, il 2011 con un calo del 17%.

5.1.2 - L'andamento del titolo Enel

Per quanto riguarda il titolo Enel, l'esercizio 2011 si è chiuso a quota 3,144 euro per azione, in calo del 15,9% rispetto alla chiusura dell'anno precedente.

La variazione del titolo risulta essere quindi sostanzialmente in linea con l'andamento del settore delle *utilities*.

Nel corso del 2012, invece, il titolo Enel, dopo una sensibile flessione nei primi sette mesi dell'anno (€ 2,034 al 24 luglio 2012), è successivamente risalito,

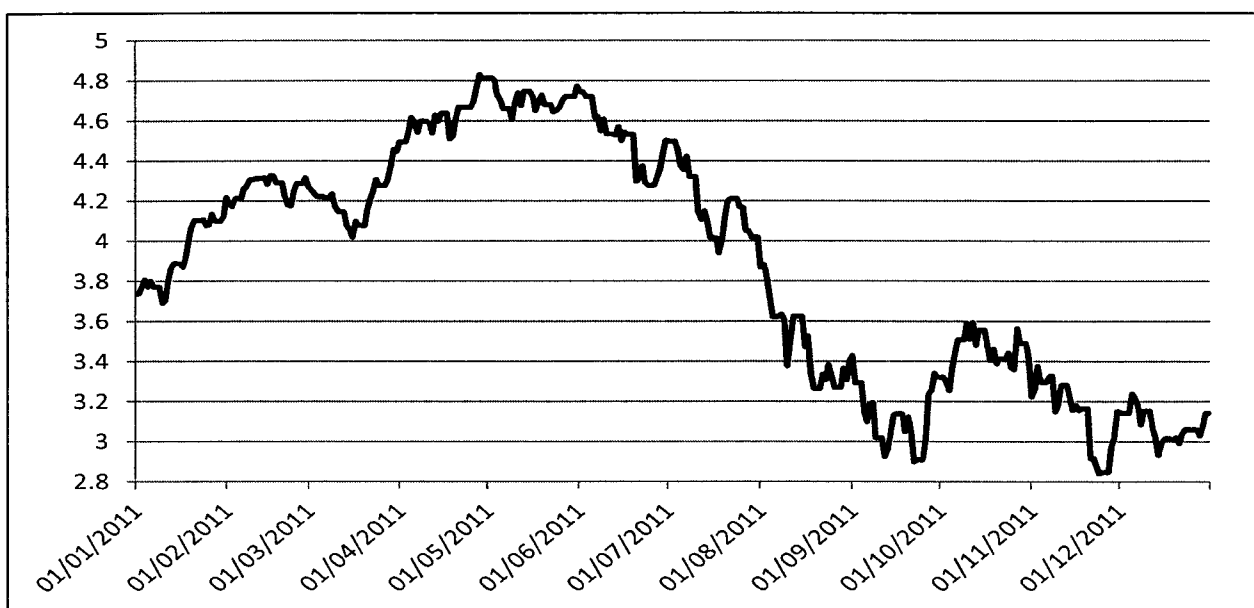
³⁸ I dati esposti nel presente paragrafo, ove non diversamente indicato, sono di fonte *Bloomberg*.

attestandosi al 31 dicembre ad un valore (€ 3,138) sostanzialmente pari a quello registrato all'inizio dell'anno (€ 3,144).

Per una più immediata percezione, si riportano nelle pagine seguenti, i grafici che rappresentano l'andamento del titolo nel corso dei due distinti esercizi.³⁹

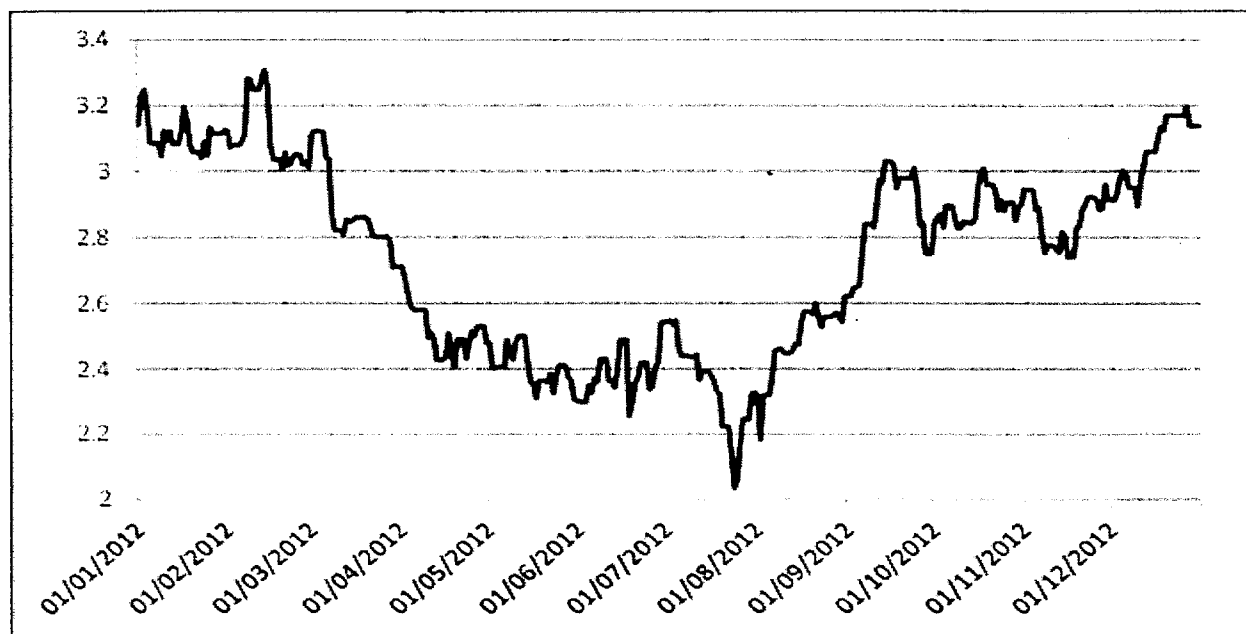
Andamento del Titolo Enel nel 2011

€ per azione



Andamento del Titolo Enel nel 2012

€ per azione



³⁹ Fonte ENEL.

La tabella che segue espone, invece, i principali indici del titolo Enel nel 2011, posti a raffronto con quelli del 2010.⁴⁰

	2011	2010
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,88	1,86
Risultato operativo per azione (euro)	1,21	1,20
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,44	0,47
Dividendo unitario (euro)	0,26	0,28
Pay-out ratio (%) ⁽¹⁾	59	60
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	4,13	4,04 ⁽²⁾
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,83	4,23
Prezzo minimo dell'anno (euro)	2,84	3,43
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	3,08	3,78
Capitalizzazione borsistica ⁽³⁾ (milioni di euro)	28.961	35.543
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	9.403

(1) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.

(2) Tiene conto dell'effetto della riclassificazione dovuta alla conclusione del processo di allocazione del costo di acquisizione relativamente all'operazione "SE Hydropower".

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

5.1.3 - L'andamento del prezzo delle commodities e del mercato monetario

Il 2011 è stato caratterizzato da prezzi particolarmente sostenuti non soltanto per quanto riguarda le quotazioni del prezzo del petrolio, ma per tutte le altre *commodities* industriali.

In particolare sulle quotazioni del carbone hanno pesato sia le inondazioni in Australia e Indonesia (che hanno creato notevoli pressioni sul prezzo già dal dicembre del 2010), che l'elevata domanda asiatica.

In Europa, invece, a causa della debolezza dei prezzi del gas, dei vincoli imposti nei contratti c.d. *take or pay* e della crescita delle energie rinnovabili, si è determinata una forte contrazione dell'importazione di carbone per uso termoelettrico che ha comportato il riposizionamento delle forniture del carbone sudafricano e delle provenienze dal pacifico verso l'Asia.

Il prezzo *spot* del gas naturale nell'*hub* europeo di Zeebrugge è passato da 42,9 GBpence/therm del 2010, a 57,2 GBpence/therm, registrando una crescita del 33%.

⁴⁰ Fonte Enel.

⁴¹ Fonte Enel.

Il prezzo del carbone, attestatosi nell'arco del 2010 intorno ai 92 US\$/ton è passato a 121,5 US\$/ton (crescita del 32%).

Incrementi maggiori si sono registrati invece per il prezzo del *Brent* e dell'olio combustibile avendo superato entrambi i 100 dollari di quotazione media (111 US\$ bbl per il Brent con un incremento del 40% rispetto al prezzo medio del 2010 e 102 US\$ bbl per l'olio combustibile, con un incremento del 38% rispetto al prezzo medio del 2010).

Durante il 2011 si è registrata, invece, una significativa discesa (-50%) dei prezzi della CO₂ dai massimi raggiunti dopo il terremoto di Fukushima in Giappone.

L'andamento del mercato dei cambi nel 2011 e nel 2010 è stato fortemente influenzato dalla crisi che ha colpito i mercati finanziari.

In particolare, il rapporto euro/dollaro è passato da una media di 1,33 nel 2010 a una media di 1,39 nel 2011 con un rialzo del 4,5%.

Il tasso sulle operazioni di rifinanziamento principale della Banca Centrale Europea (*fixed rate*) si è attestato intorno ad un valore medio dell'1,25%, dopo un *trend* decisamente al ribasso negli ultimi tre anni (nel 2008 il valore medio era stato del 3,15%, nel 2009 dell'1,5% e nel 2010 dell'1,25%).

Il valore medio del tasso Euribor registrato nel 2011 è stato dell'1,39%.

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 2011, rapportati a quelli dell'esercizio precedente, con evidenziazione di quelli riferiti al gruppo Enel in Italia e all'estero.⁴²

⁴² Fonti: Enel e T.E.R.N.A.

	2011	2010	var. %
PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA	milioni di kWh	milioni di kWh	2011/10
- produzione lorda			
termoelettrica	228.507	231.248	-1,2%
idroelettrica	47.757	54.407	-12,2%
geotermica e da altre fonti	26.306	16.407	60,3%
TOTALE PRODUZIONE LORDA	302.570	302.062	0,2%
- consumi servizi ausiliari	-11.124	-11.314	-1,7%
- produzione netta			
termoelettrica	218.486	220.984	-1,1%
idroelettrica	47.202	53.795	-12,3%
geotermica e da altre fonti	25.758	15.969	61,3%
TOTALE PRODUZIONE NETTA	291.446	290.748	0,2%
- importazioni nette	45.733	44.160	3,6%
- energia immessa in rete	337.179	334.908	0,7%
- consumi per pompaggi	-2.539	-4.453	-43,0%
- energia richiesta sulla rete	334.640	330.455	1,3%
FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA di Enel in ITALIA	milioni di kWh	milioni di kWh	
- produzione netta ⁽¹⁾			
Termoelettrica	50.708	47.744	6,2%
Idroelettrica	22.144	28.068	-21,1%
geotermica e da altre fonti	6.136	5.757	6,6%
TOTALE PRODUZIONE NETTA	78.988	81.569	-3,2%
- acquisti di energia	138.868	153.379	-9,5%
- vendite di energia			
vendite all'ingrosso	99.206	103.551	-4,2%
vendite sul mercato regolato (maggiore tutela)	63.565	67.763	-6,2%
vendite sul mercato libero ⁽²⁾	40.611	45.678	-11,1%
TOTALE VENDITE	203.382	216.992	-6,3%
- energia trasportata sulla rete di distribuzione Enel	246.037	246.997	-0,4%
- potenza efficiente netta installata (MW) ⁽¹⁾	39.882	40.522	-1,6%
FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA di Enel all'ESTERO			
- produzione netta (milioni di kWh)	214.874	208.607	3,0%
- vendite ai clienti finali (milioni di kWh)	207.611	195.571	6,2%
- energia trasportata sulla rete di distribuzione Enel (milioni di kWh)	188.921	184.621	2,3%
- potenza efficiente netta installata (MW)	57.454	56.761	1,2%

(1) I dati tengono conto dei valori afferenti le società italiane della Divisione Generazione ed Energy Management e della Divisione Energie Rinnovabili.

(2) Include le vendite sul mercato di salvaguardia nel 2011 per complessivi 1.999 milioni di kWh e nel 2010 per complessivi 4.505 milioni di kWh.

Per ciò che concerne, più nello specifico, l'incidenza nel mercato nazionale del Gruppo Enel, si riporta, invece, la seguente tabella.⁴³

(mln di KWh)

Incidenza Enel in Mercato Nazionale	2011	2010	% 2011/10
- consumi nazionali di energia elettrica	313.792	309.885	1,3%
- produzione elettrica netta <i>Enel</i> ⁽¹⁾	78.988	81.569	-3,2%
- acquisti <i>Enel</i> di energia elettrica	138.868	153.379	-9,5%
- produzione elettrica netta nazionale	291.446	290.748	0,2%
- quota % produzione <i>Enel</i> sul totale nazionale	27,10	28,05	-3,4%
- vendita complessiva <i>Enel</i> di energia elettrica	103,75	112,97	-8,2%
- energia trasportata sulla rete di distribuzione <i>Enel</i>	246.037	246.997	-0,4%
- potenza efficiente netta installata (MW) ⁽¹⁾	39.882	40.522	-1,6%

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

In sintesi, può dirsi che nell'esercizio 2011:

- sono leggermente aumentati i consumi nazionali di energia elettrica (+1,3%), attestandosi a 313.792 milioni di KWh;
- la *produzione netta* nazionale registra un incremento dello 0,2% (+0,7 TWh), da riferire sostanzialmente alla maggiore produzione fotovoltaica (+8,8 TWh) e all'incremento della produzione eolica e geotermoelettrica (+1,0 TWh); tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione da fonte idroelettrica (-6,6 TWh), dovuta alle migliori condizioni di idraulicità dell'esercizio precedente, nonché al decremento della produzione termoelettrica (-2,5 TWh);
- l'*energia elettrica richiesta* in Italia risulta in aumento dell'1,3% rispetto ai valori registrati nel 2010, attestandosi a 334,6 TWh; tale richiesta è stata soddisfatta per l'86,3% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,6% nel 2010) e per il restante 13,7% dalle importazioni nette (13,4% nel 2010); il saldo con l'estero ha registrato un incremento del 3,6% rispetto allo stesso periodo del 2010;
- Le *importazioni nette* del 2011 registrano un incremento di 1,6 TWh, in virtù dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica negli altri mercati europei rispetto al mercato nazionale nei due esercizi;
- la *produzione netta di energia elettrica Enel* in Italia, pari a 79,0 TWh circa, ha presentato una diminuzione del 3,2%, mentre la *produzione elettrica netta nazionale*, pari a 291,4 TWh, è aumentata dello 0,2%;

⁴³ Fonti Enel e T.E.R.NA.

- gli *acquisti da parte dell'Enel di energia elettrica* (pari a 138,9 TWh) sono diminuiti del 9,5%;
- è diminuita dell'8,2% *la vendita complessiva di energia dell'Enel* (103,75 TWh rispetto ai 112,97 TWh dell'esercizio precedente)
- la vendita è stata di 63,57 TWh al *mercato regolato* (-6,2% rispetto al 2010), di 38,18 TWh al *mercato libero* (-6,2% rispetto al 2010) e di 2 TWh al *mercato di salvaguardia* (-55,6% rispetto al 2010);
- *l'elettricità complessivamente trasportata sulla rete di distribuzione dell'Enel in Italia* (246,0 TWh) è diminuita rispetto a quella del precedente esercizio (-0,4%);
- *la potenza efficiente netta installata (MW) in Italia* ha registrato una diminuzione (-1,6%), mentre all'Estero l'incremento è risultato pari all' 1,2%.

Quanto all'efficienza e alla qualità del servizio, si riportano nelle pagine seguenti due distinte tabelle⁴⁴, riferite, rispettivamente, all'anno 2011 e all'anno 2010, 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 una diminuzione sia della *durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe per clienti BT* (Bassa Tensione), che è passata da un valore pari a 45,21 a 42,24, sia del *numero medio per clienti BT di interruzioni senza preavviso (lunghe e brevi)*, che è passato da 4,13 a 3,66.

Per quanto concerne, in particolare, la *durata media cumulata di interruzione per utente*, il risultato riferito all'anno 2011 si conferma al di sotto del *target* previsto dall'*Authority* per tutte le regioni tranne che per la Campania, la Puglia, la Calabria e la Sicilia; con riferimento, invece, al *numero medio per utente di interruzioni*, risultano al di sopra del *target* previsto le regioni Marche, Puglia e Calabria.

⁴⁴ Fonte Enel.

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

**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 2010**

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
	2010	2010	2010	2010	2010
Piemonte	2.272.281	3,13	3,41	34,81	54
Liguria	1.253.130	3,38	3,63	43,35	46
Lombardia	4.460.661	2,07	2,86	28,07	51
Trentino Alto Adige	88.575	4,10	4,56	62,47	66
Veneto	2.572.064	2,46	2,82	29,82	49
Friuli Venezia Giulia	608.669	1,92	2,89	20,20	50
Emilia Romagna	2.401.360	2,16	2,66	24,43	45
Toscana	2.377.188	2,57	2,85	34,84	43
Marche	900.214	3,59	3,37	38,24	50
Umbria	471.142	2,74	3,05	33,18	49
Lazio	1.767.636	5,17	5,21	60,65	56
Abruzzo	859.386	3,26	4,42	34,50	55
Molise	217.335	1,85	3,30	18,97	54
Campania	2.797.013	6,48	8,74	68,49	63
Puglia	2.362.424	4,88	4,76	57,63	51
Basilicata	360.837	3,32	3,85	29,74	51
Calabria	1.281.767	8,37	6,75	81,04	61
Sicilia	2.975.929	8,49	8,74	75,52	69
Sardegna	1.053.043	4,77	6,59	49,73	65
Enel Distribuzione spa	31.080.654	4,13	4,65	45,21	54
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
	2010	2010	2010	2010	2010
Nord	13.656.740	2,46	2,99	30	50
Centro	5.516.180	3,59	3,71	44	49
Sud e Isole	11.907.734	6,30	6,99	63	61
Enel Distribuzione spa	31.080.654	4,13	4,65	45,21	54

Con riferimento, infine, ai prezzi, si evidenzia che nel 2011 si è registrato un incremento del 12,6% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2010.

Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas registra, invece, un incremento del 2,2%, prevalentemente per effetto della componente A3 (copertura dei costi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili), il cui valore medio annuo ha subito un incremento del 55%.

Nella tabella seguente sono riportati i relativi importi.⁴⁵

Prezzo dell'energia elettrica in Italia

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2011				2010			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (€/MWh) ⁽¹⁾	72,2				64,1			
Utente domestico con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh): ⁽²⁾								
Prezzo al lordo di imposte	15,6	16,2	16,5	16,5	16,3	15,8	15,7	15,6

(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 77,6 miliardi di metri cubi, registrando un decremento del 6,5% rispetto all'esercizio 2010.

La riduzione ha riguardato tutte le tipologie di consumi e in modo particolare i consumi domestici e civili (a seguito essenzialmente di condizioni climatiche meno rigide rispetto a quelle registratesi nel 2010), nonché il comparto industria e servizi (principalmente per effetto del rallentamento dell'economia nazionale).

Domanda di gas naturale in Italia⁴⁶

(Miliardi di m³)

	2011	2010	2011-2010	
Residenziali e commerciali	31,4	33,8	(2,4)	-7,1%
Industria e Servizi	16,1	16,5	(0,4)	-2,4%
Termoelettrico	28,0	30,3	(2,3)	-7,6%
Altro ⁽¹⁾	2,1	2,4	(0,3)	-12,5%
Totale	77,6	83,0	(5,4)	-6,5%

(1) Include altri consumi e perdite.

⁴⁵ Fonte: elaborazioni Enel su dati del Gestore dei Mercati Energetici, dell'AEEG e dell'Acquirente Unico.

⁴⁶ 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 9%.

Andamento prezzo del gas in Italia⁴⁷

(centesimi di euro/m³)

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2011				2010			
Utente medio nazionale con consumi inferiori a 200.000 m ³ annui								
Prezzo al lordo di imposte	75,0	76,5	79,7	84,1	69,3	71,8	74,1	74,1

5.4 - Le tariffe⁴⁸

Dopo un periodo di riduzione registratasi nel corso degli anni 2009 e 2010, a partire dall'esercizio all'esame le tariffe finali hanno ripreso ad aumentare.

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.⁴⁹

Per il primo trimestre 2011, l'Autorità ha stabilito una diminuzione dei prezzi di riferimento dell'energia elettrica dello 0,2%, mentre per il gas è stato fissato un aumento dell'1,3%; per il secondo trimestre, i prezzi di riferimento dell'energia elettrica e del gas sono aumentati, rispettivamente, del 3,9% e del 2,0%; nel terzo trimestre si sono registrati ulteriori aumenti dell'1,9% e del 4,2%; nel quarto trimestre, invece, il prezzo di riferimento dell'energia elettrica si è mantenuto costante, mentre il prezzo di riferimento del gas è aumentato del 5,5%.

Nel corso del 2012, le tariffe per i clienti finali hanno subito ulteriori incrementi.

Dal 1° gennaio 2012, si è registrato un nuovo aumento del prezzo di riferimento dell'energia elettrica del 4,9%, mentre per il gas l'aumento è stato del 2,7%; nel secondo trimestre, l'Autorità ha incrementato i prezzi di riferimento dell'energia elettrica e del gas, rispettivamente, del 5,8% 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

⁴⁷ Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas.

⁴⁸ Fonte: Elaborazioni Enel su dati AEEG.

⁴⁹ 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.

della componente A3, a copertura degli oneri di incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate;⁵⁰ per effetto di tale differimento, la tariffa elettrica si è nuovamente incrementata del 4,3%.

Con riferimento ai dati più recenti, riportati nel comunicato dell'Autorità del 28 giugno 2012, si evidenzia che per il terzo trimestre 2012 i prezzi di riferimento dell'energia elettrica hanno registrato un aumento dello 0,2% per l'effetto combinato di una riduzione della componente energia e di un incremento degli oneri di sistema, mentre il prezzo di riferimento del gas naturale è stato incrementato del 2,6%.

Quest'ultimo aggiornamento trimestrale ha determinato, in dettaglio, la seguente composizione percentuale dei prezzi di riferimento per il cliente tipo:

Energia elettrica:

- *Componente energia:* 56,8%, per costi di approvvigionamento dell'energia e commercializzazione al dettaglio;
- *Costi di rete e di misura:* 13,4%, per i servizi tariffati a rete (trasmissione, distribuzione e misura);
- *Imposte:* 13,3%, per IVA (al 9,1% circa) ed altre imposte erariali (o accise) e locali;
- *Oneri generali di sistema:* 16,5%, 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, alla copertura del *bonus* elettrico e alla promozione dell'efficienza energetica;

Gas:

- *Componente materia prima gas:* 41,6% della spesa totale;
- *Vendita al dettaglio, commercializzazione all'ingrosso e oneri aggiuntivi:* 7,8% della spesa totale;
- *Trasporto e Stoccaggio:* 4,9% della spesa totale;

⁵⁰ Il sistema degli incentivi prevede che l'energia elettrica generata dagli impianti che ne hanno diritto sia acquistata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), a condizioni economiche incentivanti per l'impresa produttrice; la differenza tra i costi sostenuti dal GSE per l'acquisto di questa energia e i ricavi ottenuti dallo stesso GSE per la sua rivendita agli operatori grossisti del mercato è coperta dai proventi della componente A3.

Oltre agli oneri generati direttamente da questi meccanismi di incentivazione, la componente A3 serve a coprire anche i costi di funzionamento del GSE.

Il gettito della componente A3 è altresì usato per altre finalità legate all'incentivazione delle fonti rinnovabili o assimilate, le più importanti delle quali riguardano la copertura dei costi per i certificati verdi e per i certificati di emissione CO2 per gli impianti CIP 6/92, le tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, la promozione del solare termodinamico e le agevolazioni per le connessioni alla rete di distribuzione.

- *Distribuzione locale*: 11,8% della spesa totale (costi per i servizi di distribuzione, miglioramento del servizio e contenimento della spesa dei clienti con bassi consumi);
- *Imposte*: 33,9% della spesa totale (accise per il 16,9%, IVA al 14,7 % e addizionale regionale pari al 2,3%).

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.⁵¹

	(TWh)		
	2011	2010	2011-2010
Spagna	255,3	260,6	-2,0%
Portogallo	50,5	52,2	-3,3%
Francia	478,2	513,3	-6,8%
Grecia	51,6	52,3	-1,3%
Bulgaria	33,2	31,5	5,4%
Romania	53,4	52,0	2,7%
Slovacchia	26,9	26,9	-
Russia ⁽¹⁾	758,9	742,3	2,2%
Argentina	121,0	114,8	5,4%
Brasile	528,0	510,6	3,4%
Cile ⁽²⁾	45,0	42,3	6,4%
Colombia	57,0	56,1	1,6%
Perù	36,0	33,0	9,1%
USA ⁽³⁾	3.726	3.750	-0,6%

(1) Europa/Urali.

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

(3) Al netto delle perdite di rete.

L'andamento dei prezzi nei principali mercati europei è, invece, esposto nella tabella riportata alla pagina seguente.

⁵¹ Fonte: Elaborazione Enel su dati TSO.

Andamento del prezzo dell'energia elettrica nei principali mercati europei⁵²*(Centesimi di euro/kWh)*

	2011	2010	2011-2010
Mercato finale (residenziale): ⁽¹⁾			
Francia	13,8	12,8	7,8%
Portogallo	16,5	15,8	4,4%
Romania	10,8	10,3	4,9%
Spagna	19,5	17,3	12,7%
Slovacchia	16,8	15,2	10,5%
Mercato finale (industriale): ⁽²⁾			
Francia	8,5	8,5	-
Portogallo	9,9	9,4	5,3%
Romania	8,0	8,5	-5,9%
Spagna	11,4	11,7	-2,6%
Slovacchia	12,8	11,7	9,4%

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

(2) Prezzo semestrale al netto delle imposte - consumo annuo compreso tra 500 MWh e 2.000 MWh.

Per quel che concerne, nello specifico, la Spagna, ove opera Endesa, si riporta la seguente tabella, dove viene esposta la produzione e la domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare,⁵³ dalla quale si evince:

- che l'*energia richiesta* risulta in diminuzione nel 2011 del 2,0% rispetto ai valori registrati nel 2010, attestandosi a 255,3 TWh e che essa è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo;
- che le *esportazioni nette* risultano in diminuzione del 26,9% rispetto ai valori registrati nell'esercizio precedente;
- che la *produzione netta* è in diminuzione del 3,2% (-8,8 TWh);
- che la minore produzione da fonte idroelettrica e da fonte nucleare è stata solo parzialmente compensata dall'incremento della produzione termoelettrica (+5,7 TWh) e dalla maggiore produzione in regime speciale.

⁵² Fonte: Eurostat.

⁵³ Fonte: *Red Electrica de España (Balance electrico diario Peninsular - consuntivo dicembre 2011)*. I volumi al 31 dicembre 2011 si basano su dati stimati al 9 febbraio 2012; i volumi al 31 dicembre 2010 sono stati allineati ai dati definitivi pubblicati il 6 luglio 2011.

Produzione e domanda di energia elettrica in Spagna

(TWh)

	2011	2010	Variazioni	
Produzione lorda regime ordinario:				
- termoelettrica	94.223	88.526	5.697	6,4%
- nucleare	57.731	61.990	(4.259)	-6,9%
- idroelettrica	27.571	38.653	(11.082)	-28,7%
Totale produzione lorda regime ordinario	179.525	189.169	(9.644)	-5,1%
Consumi servizi ausiliari	(7.247)	(6.673)	(574)	-8,6%
Produzione regime speciale	92.352	90.903	1.449	1,6%
Produzione netta	264.630	273.399	(8.769)	-3,2%
Esportazioni nette	(6.091)	(8.333)	2.242	26,9%
Consumi per pompaggi	(3.215)	(4.458)	1.243	27,9%
Energia richiesta sulla rete	255.324	260.608	(5.284)	-2,0%

5.6 - Ricerca e sviluppo

Nel 2011 il Gruppo Enel ha svolto attività per lo sviluppo di tecnologie innovative per un valore di circa 97 milioni di euro (+10 milioni di euro rispetto al 2010) nei campi della generazione fossile (principalmente con riguardo alla cattura e sequestro della CO₂, all'idrogeno, all'abbattimento delle emissioni e all'aumento dell'efficienza negli impianti di produzione), delle fonti rinnovabili (solare fotovoltaico, innovativo e termodinamico, geotermico, eolico, energia marina e biomasse), dell'accumulo energetico, dell'efficienza energetica unita alla generazione distribuita, delle *smart grid*, della mobilità elettrica, dei porti verdi e della *cybersecurity/zero accident*.

Le attività di ricerca e innovazione sono inserite nel Piano per l'Innovazione Tecnologica, che fornisce un quadro complessivo della strategia e dei progetti di ricerca e innovazione sviluppati all'interno del Gruppo.

Il Piano, sviluppato in forma integrata con Endesa e in coordinamento con tutte le società del Gruppo, ha lo scopo di aumentare la competitività e rafforzare la *leadership* tecnologica e ambientale del Gruppo.

6. - Il contenzioso rilevante del Gruppo Enel⁵⁴

Sul contenzioso di maggior rilievo che interessa il Gruppo Enel, si è già avuto modo di riferire ampiamente con le relazioni relative agli esercizi 2009 e 2010.⁵⁵

In questa sede ci si limiterà, pertanto, ad illustrare gli eventuali aggiornamenti, nonché a riferire sulle principali controversie insorte in Italia e all'estero⁵⁶ nel corso dell'esercizio all'esame.

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

Risulta ancora pendente presso la Corte di Appello di Venezia (a seguito del rinvio disposto dalla Suprema Corte di Cassazione) il processo civile in ordine al risarcimento del danno patrimoniale e ambientale ed al suo riparto tra gli imputati condannati dalla Suprema Corte con la stessa pronuncia sopra citata, in riforma della sentenza 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 (in composizione monocratica) per il reato di omissione dolosa di cautele anti-infortunistiche nei confronti di alcuni dirigenti e dipendenti di Enel, v'è, invece, da segnalare che, all'udienza del 27 settembre 2012, il Pubblico ministero ha contestato anche il reato di disastro colposo e, conseguentemente, il giudizio è stato rimesso davanti al Tribunale di Rovigo, in composizione collegiale, presso il quale la prossima udienza si terrà il 6 giugno 2013.

6.2 - Contenzioso con la clientela

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

All'attualità, i giudizi ancora pendenti ammontano a 37.000 circa, a fronte dei quasi 40.000 pendenti al giugno del 2012.

⁵⁴ Per il contenzioso legale risulta istituito nel bilancio consolidato un fondo rischi complessivo pari a 846 milioni di euro, di cui 61 milioni di euro a breve termine - cfr. *infra*, paragrafo n. 8.2 e nota n. 81.

⁵⁵ Cfr. paragrafi n. 6.3.2 di entrambe le relazioni.

⁵⁶ La Corte riferisce per la prima volta su tale argomento.

Pende ancora in primo grado 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.

Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta elettrica

Alla data del 31 dicembre 2012, 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 51.500, a fronte dei 53.500 circa pendenti all'inizio dello stesso anno.

Va, tuttavia, 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

La causa, avente ad oggetto l'accertamento dell'inopponibilità, nonché la revoca e/o l'inefficacia, di alcune cessioni di credito operate in favore di Enel Factor, per un valore di 50 milioni di dollari USA circa, introdotta nell'aprile del 2009 dalla cedente Finmek (società in amministrazione straordinaria), pende ancora presso il Tribunale di Padova, essendo stata fissata l'udienza per la precisazione delle conclusioni per il 5 febbraio 2014.

Contenzioso BEG

Pendono ancora - a seguito della sentenza della Corte di Cassazione albanese che (su istanza di Albania BEG Ambient, controllata della società albanese BEG, ed in contrasto con una lodo arbitrale sfavorevole alla seconda pronunciato in Italia, confermato dalla Suprema Corte) ha condannato Enelpower ed Enel al risarcimento di un danno extracontrattuale di circa 25 milioni di Euro e di un'ulteriore somma da quantificare in relazione ad un preteso inadempimento contrattuale di un contratto di collaborazione per la costruzione di una Centrale in Albania - i giudizi introdotti:

- da Enelpower ed Enel dinanzi 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, nonché dinanzi al Tribunale di Roma, per l'accertamento della responsabilità di BEG nell'aver aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower, mediante l'iniziativa giudiziale assunta in Albania dalla sua controllata e la conseguente condanna 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;
- da Albania BEG Ambient dinanzi al *Tribunal de Grande Instance* di Parigi, per ottenere il riconoscimento in Francia della sentenza albanese.

Contenzioso ALBA 90

Il giudizio introdotto nel maggio dalla società ALBA 90 (in liquidazione) 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, pende ancora dinanzi alla Corte d'Appello di Roma in unico grado, essendo stata rinviata l'udienza di precisazione delle conclusioni (già fissata per 17 settembre 2012) al 27 maggio 2013.

Contenzioso Exergia

Nell'ottobre 2011, l'AEEG ha irrogato una sanzione di 330 mila euro ad Enel Servizio Elettrico per non aver trasmesso, in qualità di esercente transitorio del servizio di salvaguardia, alcune informazioni essenziali al nuovo esercente Exergia.

Exergia ha, quindi, introdotto dinanzi al Tribunale di Roma un giudizio per il risarcimento dei danni asseritamente subiti a causa dei dati errati comunicati da ESE in occasione della prima asta per il servizio di salvaguardia, all'uopo quantificandoli in 27 milioni di euro circa, chiedendo successivamente che venisse disposta una Consulenza Tecnica di Ufficio al fine di una loro più esatta determinazione.

La CTU è stata depositata in data 9.11.2012 ed ha quantificato il danno subito da Exergia in 38 milioni e 500 mila euro.

Enel Servizio Elettrico ha elaborato note critiche alla CTU, chiedendo al Giudice Istruttore la sua rinnovazione con eventuale sostituzione del professionista incaricato.

All'udienza del 12 dicembre 2012, il Giudice istruttore ha disposto che il CTU risponda per iscritto ed in modo analitico alle specifiche questioni sollevate rinviando la causa ad un'udienza successiva.

Contenzioso AEM

La vicenda 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).

La normativa applicabile prevedeva che il corrispettivo di cessione, in mancanza di accordo tra le parti, sarebbe stato stabilito mediante arbitraggio e che la cessione sarebbe dovuta avvenire entro il 31.3.2001.

Nel maggio 2001, Enel Distribuzione mediante azione giudiziale dinanzi al Tribunale di Milano ha contestato la congruità del prezzo (circa 423 milioni di euro) stabilito dal collegio di arbitri; AEM, a sua volta, ha richiesto allo stesso Tribunale di determinare i presunti danni causati dal ritardo nel trasferimento.

Nel corso del giudizio di primo grado, il Consulente Tecnico d'Ufficio ha ritenuto di determinare in 511 milioni di euro circa il valore del ramo trasferito e in 21 milioni di euro circa il danno subito da AEM per l'asserito ritardo nel trasferimento.

Sulla base di tale consulenza, il Tribunale di Milano, con sentenza del 2008, ha riconosciuto il maggior valore del ramo d'azienda (per circa 88,2 milioni di euro oltre interessi) ed ha respinto la domanda di risarcimento dei danni avanzata da AEM.

Nell'ottobre 2008, AEM ha impugnato avanti alla Corte d'Appello di Milano la sentenza di primo grado.

Nel frattempo, nel novembre 2009, è intervenuto un accordo tra le parti, secondo cui, AEM (in attesa di una decisione da parte della Corte d'Appello), si impegna a corrispondere ratealmente a Enel Distribuzione un importo di circa 88,2 milioni di euro, oltre interessi.

Ad oggi, AEM ha già provveduto a versare la somma complessiva di 100 milioni di euro dovendo ancora versare a Enel Distribuzione (il 1° giugno 2013) la rimanente quota di interessi.

All'udienza del 18.09.2012, la Corte d'Appello di Milano ha trattenuto la causa in decisione; tuttavia, con una successiva ordinanza depositata il 18.01.2013, la Corte ha ritenuto di rimettere la causa in istruttoria per l'espletamento di una Consulenza Tecnica d'Ufficio per la quantificazione del danno da ritardo.

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).

In relazione ai giudizi promossi dai produttori Asja Ambiente Italia (per gli impianti denominati 'Sclafani', 'Fumosa' e 'Monte Mola'), P.E.G. S.r.l. e SAIM, sono state rese sentenze di primo grado favorevoli ad Enel.

Si è 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

Il giudizio - concernente circa 50 ricorsi riuniti promossi innanzi al TAR Lombardia da altrettanti produttori di energia elettrica, nei quali si è costituita Enel Distribuzione - è stato trattenuto in decisione all'udienza del 28 novembre 2012 e si è in attesa del deposito della sentenza.

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

Con sentenza depositata in data 21 giugno 2012, il TAR Lombardia, in accoglimento del ricorso proposto da Enel Distribuzione, ha annullato la deliberazione n. 225/2010, con cui l'AEEG ha introdotto nuovi ed ulteriori indennizzi rispetto a quelli già previsti dal Testo Integrato Connessioni Attive (TICA), nel caso in cui il mancato rispetto dei tempi per la connessione alla rete da parte del gestore di rete avesse comportato la perdita del diritto del produttore ad una determinata tariffa incentivata.

Si è, invece, ancora 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 penale e contabile

Il contenzioso, sul quale si è ampiamente riferito nelle precedenti relazioni⁵⁷, è conseguente alle sentenze in data 20 aprile 2010 e 20 settembre 2010, con cui il Tribunale di Milano ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione, in relazione ai reati di corruzione, appropriazione indebita ed associazione per delinquere, nei confronti degli ex amministratori delegati di Enel Produzione ed Enelpower e di due ex dirigenti di quest'ultima società, nonché alla 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 nei confronti degli stessi ex amministratori e dirigenti.

In aggiunta all'accordo transattivo sottoscritto in data 25 maggio 2011 con l'ex Amministratore di Enel Produzione - in virtù del quale Enel ha ottenuto a titolo di risarcimento danni la complessiva somma di 2 milioni di euro e la rinuncia da parte dello stesso alla pretesa di ottenere il pagamento del controvalore delle *stock options* in suo possesso in relazione alla quale pendeva giudizio dinanzi al Giudice del Lavoro, per un importo di oltre 4 milioni di euro - in data 20 dicembre 2012 è stato ottenuto, sempre in via transattiva, un ulteriore risarcimento di 112 mila euro da parte di uno dei due ex dirigenti di Enelpower.

Con riferimento, invece, alla costituzione di parte civile di Enelpower nel giudizio in sede di appello per riciclaggio a carico dell'ex Amministratore Delegato e dell'altro ex dirigente di Enelpower dinanzi all'Autorità Giudiziaria svizzera, la Corte Penale del Tribunale Penale di Bellinzona, con sentenza del 31 ottobre 2012, ha confermato la 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, tuttavia, il sequestro conservativo (ottenuto in precedenza da parte di Enelpower) delle somme depositate su conti correnti svizzeri intestati ai predetti soggetti.

⁵⁷ Cfr., da ultimo, i paragrafi n. 6.3.2 delle relazioni relative agli esercizi 2009 e 2010, a cui si rimanda per maggiori dettagli sulle somme recuperate in precedenza.

6.6 - Contenzioso in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche

Pendono i seguenti quattro giudizi per ipotesi di violazioni del D.lgs. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, di cui tre a carico di Enel Produzione e uno a carico di Enel Distribuzione, per omissione di cautele antinfortunistiche:

- per un infortunio mortale di un dipendente di un'impresa appaltatrice occorso nella centrale Enel Federico II di Brindisi nel 2008, è stata contestata ad Enel Produzione la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di omicidio colposo;
- per un infortunio occorso al dipendente di una ditta appaltatrice verificatosi nella centrale Enel Federico II di Brindisi nel 2009, è stata contestata ad Enel Produzione la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di lesioni colpose;
- per un infortunio mortale occorso al dipendente di una ditta appaltatrice verificatosi nella centrale Enel di Termini Imerese nel 2008, Enel Produzione è stata rinviata a giudizio per rispondere di responsabilità amministrativa in relazione al delitto di omicidio colposo;
- per un infortunio mortale di un dipendente di un'impresa appaltatrice occorso a Palermo nel 2008, è stata contestata ad Enel Distribuzione la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di omicidio colposo.

Nessuno dei suddetti processi si è all'attualità concluso.

6.7 - Contenzioso all'estero

Contenzioso CIEN (Brasile)

Nel 1998 CIEN (società brasiliana del Gruppo Endesa) ha sottoscritto con la società TRACTEBEL un contratto per la messa a disposizione e la fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina attraverso la linea di interconnessione Argentina-Brasile di cui è proprietaria.

In conseguenza del quadro regolamentare argentino, introdotto in risposta alla crisi economica del 2002, CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione di TRACTEBEL l'energia elettrica.

Nell'ottobre 2009, TRACTEBEL ha, quindi, presentato una domanda giudiziale contro CIEN, che ha contestato la pretesa di controparte, deducendo a sostegno l'impossibilità di adempiere la sua prestazione per causa di forza maggiore (effetti della crisi argentina).

Pendente il contenzioso, TRACTEBEL ha manifestato (nel maggio 2010) l'intenzione di esercitare il diritto di acquisire il possesso di circa il 30% della linea di interconnessione interessata.

All'attualità, il contenzioso si trova ancora in fase probatoria.

Anche la società FURNAS ha presentato (nel maggio 2010) una domanda giudiziale, fondata su analoghe ragioni, per la mancata fornitura di energia elettrica da parte di CIEN, chiedendo la corresponsione di circa 227 milioni di euro (valore alla data del maggio 2010), oltre ai danni da quantificare.

FURNAS, nel denunciare l'inadempimento di CIEN, ha preteso ugualmente di acquisire la proprietà di una parte (in tal caso il 70%) della linea di interconnessione.

Con riguardo a quest'ultimo giudizio, si è in attesa della sentenza di primo grado, essendosi già conclusa la fase probatoria.

Contenzioso relativo al Bacino *del Muña* (Colombia)

Il contenzioso concerne due *class action* avviate da alcune comunità locali che lamentano un presunto inquinamento delle acque del Bacino del Muña.

La prima di esse (*Class Action* "Gustavo Moya") trovasi attualmente pendente in grado di appello, dinanzi al Consiglio di Stato, a seguito dell'impugnativa della sentenza di primo grado che ha approvato il "*Pacto de Cumplimiento*", in base al quale EMGESA (società detenuta dal Gruppo al 49%) viene esonerata da ogni responsabilità (a seguito di un cambio intervenuto nell'amministrazione dell'impresa che gestisce l'acquedotto di Bogotá, infatti, il nuovo gestore ha dichiarato di non condividere talune clausole del suddetto *Pacto de Cumplimiento*).

La pronuncia del Consiglio di Stato dovrebbe essere depositata a breve (il valore della causa è indeterminato).

Con riguardo alla seconda (*Class Action* "Gruppo Sibatè") è, invece, già intervenuta una sentenza in grado di appello, con cui il Consiglio di Stato, da un lato, ha confermato integralmente la decisione del Tribunale Amministrativo di Cundinamarca (nella parte in cui aveva negato la richiesta di chiamata in garanzia avanzata da EMGESA nei confronti di altri soggetti coinvolti) e, dall'altro, ha ordinato al predetto Tribunale di trasferire gli atti al Tribunale Amministrativo di Bogotá, ritenuto competente.

L'importo massimo stimato che, in caso di condanna, EMGESA potrebbe dover pagare ammonta a circa 25-30 milioni di dollari USA, a fronte di una pretesa risarcitoria complessiva di risarcimento di circa 1,1 miliardi di dollari USA.

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 lo ha risolto unilateralmente.

Quale conseguenza del trasferimento di *asset* da CELF a “Ampla Energia e Servicos” (controllata di Endesa), MERIDIONAL 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, sicché AMPLA e lo Stato di Rio de Janeiro hanno entrambi proposto appello, che è stato accolto dalla Corte di secondo grado nel dicembre 2009.

A fronte di tale pronuncia, MERIDIONAL ha presentato, nel giugno 2011, un ulteriore ricorso (cd. “*Mandado de Seguranca*”), che è stato rigettato.

Sennonché, MERIDIONAL ha in prosieguo eccepito, dinnanzi al *Tribunal Superior de Justicia*, alcuni vizi formali di quest’ultima sentenza e il relativo ricorso è stato accolto.

Il giudizio, il cui valore ammonta a circa 353 milioni di euro, prosegue, pertanto, nel merito.

Contenzioso SOUTHERN CROSS (Cile)

Nel mese di settembre 2012, *Endesa Chile* è stata citata da *Southern Cross Latin American Private Equity Fund III L.P.* (“SC”) in un giudizio arbitrale per la presunta violazione del patto parasociale della società *Gas Atacama Holding Ltda* (Gas Atacama), nella quale ciascuna delle due parti detiene il 50% del capitale sociale.

Il contenzioso trae origine dall’intenzione manifestata da SC di vendere la propria quota del 50%, al fine di consentire a *Endesa Chile* l’esercizio del diritto di prelazione riconosciuto dal patto parasociale siglato tra le parti.

Endesa Chile ha respinto la presunta offerta, ritenendola manifestamente carente dei necessari termini e condizioni di vendita, con conseguente impossibilità di procedere ad un legittimo e consapevole esercizio del diritto di prelazione.

A fronte della posizione assunta da *Endesa Chile*, Southern Cross:

- da un lato, ha comunicato di considerare concluso l'iter di offerta in prelazione e di reputarsi libera di negoziare con terzi;
- dall'altro, con la suddetta domanda arbitrale, ha sostenuto che il rifiuto di *Endesa Chile* configura una violazione del patto parasociale, con conseguente applicazione delle penali previste (multa di 10 milioni di dollari nonché vendita forzata della partecipazione del 50% detenuta dalla stessa *Endesa Chile* al valore di libro diminuito del 20%).

La domanda è stata opportunamente contrastata con contestuale proposizione di domanda riconvenzionale, diretta ad ottenere la condanna di SC al risarcimento di tutti i danni derivanti dalla violazione del patto parasociale.

L'arbitrato è attualmente pendente, in attesa della convocazione delle parti ai fini dell'avvio della fase istruttoria.

Contenzioso BOCAMINA II (Cile)

Nel 2007 *Endesa Chile* aveva stipulato con un Consorzio di imprese, guidato da *Tecnimont S.p.A.* (Gruppo *Maire Tecnimont*), un contratto per la costruzione di una seconda unità nell'impianto termoelettrico di Bocamina (cd. "Bocamina II").

In data 16 ottobre 2012, a seguito di significative violazioni degli obblighi contrattuali da parte del Consorzio (tra cui il mancato rispetto del termine per la conclusione dei lavori), *Endesa Chile* ha proceduto all'escussione delle garanzie rilasciate in suo favore da *Banco Santander Chile* (garante principale), che era a sua volta contro-garantito da *Intesa Sanpaolo S.p.A.* e da *Banco Santander S.A.* – succursale di Milano.

In data 17 ottobre 2012, *Endesa Chile* ha presentato, altresì, richiesta di arbitrato presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti del Consorzio, fondata sul citato inadempimento contrattuale.

Il 18 ottobre 2012, il Tribunale di Milano ha accolto, *inaudita altera parte*, la richiesta cautelare presentata da *Tecnimont S.p.A./Ingenieria y Construccion Tecnimont Chile y Compania Ltda* (facente parte del Consorzio) avente ad oggetto la sospensione provvisoria del pagamento delle contro-garanzie emesse da *Intesa Sanpaolo* e da *Banco Santander S.A.* – succursale di Milano in favore di *Banco Santander Chile* (garante principale), in misura pari a circa 73 milioni di euro.

Endesa Chile si è costituita in giudizio, eccependo l'infondatezza della richiesta cautelare di *Tecnimont*.

Con ordinanza in data 30 novembre 2012, pronunciata nel contraddittorio delle parti, la richiesta cautelare presentata da *Tecnimont* è stata respinta ed è stata, conseguentemente, revocata la concessa misura cautelare.

Analoga richiesta di provvedimento cautelare inibitorio nei confronti di *Endesa Chile* è stata presentata in Cile, in data 26 ottobre 2012, da *Slovenke Energeticke Strojarnje s.a.s* ("SES"), anch'essa membro del Consorzio, ma la domanda è stata rigettata.

Sempre su richiesta di SES, è stato emanato dal Tribunale di Nanterre (Francia), in data 30 ottobre 2012, un ulteriore provvedimento cautelare *inaudita altera parte*, con cui viene proibito a *Credit Agricole* (banca garante di SES) di pagare ad *Endesa Chile* garanzie bancarie pari a 19 milioni di dollari USA.

Con ordinanza in data 6 dicembre 2012, tuttavia, il Tribunale di Nanterre, a seguito dell'udienza di discussione, tenutasi nel contraddittorio delle parti il 20 novembre precedente, si è pronunciato a favore di *Endesa Chile*, rigettando nel merito tutte le deduzioni rassegnate da SES e statuendo, tra l'altro, che quest'ultima non ha provato di aver completato i lavori in contestazione, cui si riferivano le garanzie bancarie oggetto dell'escussione.

In data 31 ottobre 2012, infine, il Tribunale di primo grado di Bratislava, su richiesta di SES, ha concesso *inaudita altera parte* una misura cautelare avente ad oggetto la sospensione del pagamento delle garanzie rilasciate da *Credit Agricole* (*branch* in Slovacchia) in favore di *Endesa Chile*.

Tale pronuncia è stata prontamente impugnata da *Endesa Chile*, unitamente a *Credit Agricole*, e, all'attualità, si è ancora in attesa del deposito della relativa decisione.

Contenzioso ELECTRICA (Romania)

La società *Electrica S.A.* ha avviato in data 23 novembre 2011 un procedimento arbitrale contro Enel Distribuzione S.p.A. ed *Enel Investment Holding B.V.* per un presunti loro inadempimenti contrattuali, relativamente agli accordi di privatizzazione delle società *Electrica Dobrogea S.A.* ed *Electrica Banat S.A.*, chiedendo il pagamento di circa 44 milioni di euro (inclusi interessi legali).

Electrica S.A. lamenta essenzialmente che non sarebbero stati utilizzati alcuni fondi (provenienti dagli aumenti di capitale con cui Enel è entrata nell'azionariato delle società rumene) per effettuare gli investimenti concordati nel periodo 2005 - 2009 (a suo dire periodo di riferimento del menzionato *Business Plan*) e che tali investimenti

sarebbero stati finanziati esclusivamente attraverso i flussi di cassa provenienti dal *business* corrente delle società oggetto di privatizzazione.

Le società convenute si sono costituite in giudizio contrastando l'avanzata pretesa.

Il giudizio dovrebbe concludersi entro il 2013.

Contenzioso IBERDROLA (Russia)

In data 31 ottobre 2007, *Iberdrola Ingeniería y Construcción* (Iberdrola) e *Enel OGK-5* (EOGK-5) hanno sottoscritto un contratto EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) per la costruzione di un impianto a Ciclo Combinato a Gas Naturale (CCGT) presso la Centrale di Sredneuralskaya, nella regione di Sverdlovsk in Russia.

In relazione al suddetto contratto, EOGK-5 ha lamentato il mancato rispetto degli impegni assunti da IBERDROLA e, in particolare, il ritardo nella finalizzazione dei lavori, con conseguente rallentamento dell'entrata in funzione dell'impianto.

In conformità alle clausole contrattuali, EOGK-5 ha, pertanto, attivato, in data 26 ottobre 2011, la prevista garanzia (c.d. *Construction Period Guarantee*), presso il *Banco Santander*, al fine di ottenere il pagamento di 30.490.989 euro a titolo di risarcimento danni.

A seguito del rifiuto del predetto Istituto di credito di onorare la garanzia, EOGK5 ha, quindi, iniziato un procedimento arbitrale ancora in corso all'attualità.

In data 31 ottobre 2011 (e in pendenza di trattative con EOGK5), IBERDROLA ha presentato, a sua volta, una domanda di arbitrato nei confronti di Enel OGK-5, lamentando l'inadempimento degli obblighi previsti dal contratto e, principalmente, la mancata concessione a proprio favore di proroghe per la realizzazione dei lavori.

Su tale presupposto, IBERDROLA ha chiesto il pagamento di circa 29 milioni di euro.

Enel OGK-5 si è costituita in tale procedimento, chiedendo, in via riconvenzionale, un risarcimento danni pari a 52 milioni di euro, oltre accessori.

Il procedimento dovrebbe concludersi entro aprile 2014.

Contenzioso JOSEL (Spagna)

Nel marzo del 2009, la società *Josel SL* ha introdotto un giudizio contro *Endesa Distribución Eléctrica SL* per la risoluzione del contratto di vendita di alcuni immobili, a causa della sopravvenuta modifica della qualificazione urbanistica degli stessi.

Con tale domanda, è stata richiesta la restituzione di oltre 85 milioni di euro oltre interessi.

Endesa Distribución Eléctrica SL si è opposta alla richiesta di risoluzione ed il 9 maggio 2011 è stata emessa la sentenza che, accogliendo la domanda di *Josel SL*, dispone la risoluzione del contratto e l'obbligo della controllata spagnola di restituire il prezzo di vendita oltre interessi e spese.

Endesa Distribución Eléctrica SL ha proposto appello avverso tale pronuncia, ottenendone l'annullamento con sentenza pronunciata in data 13 febbraio 2012 dall'*Audiencia Provincial* di Palma de Mallorca.

Avverso quest'ultima pronuncia *Josel SL* si è gravata, in data 19 marzo 2012, dinanzi al *Tribunal Supremo*.

Contenzioso NUEVA MARINA (Spagna)

Nueva Marina Real Estate SL (società del Gruppo Endesa) ha presentato in data 21 settembre 2011 un ricorso davanti al giudice amministrativo, chiedendo la risoluzione del *Convenio Urbanístico* formalizzato nell'agosto del 2008 con il Comune di Malaga ed avente ad oggetto lo sviluppo urbano dell'area denominata "*La Termica*", nonché la sospensione del pagamento di 40,6 milioni di euro di oneri di urbanizzazione previsti dallo stesso accordo.

Il *Convenio* prevedeva, a seguito dell'approvazione del *Plan General de Ordenación Urbana*, un esborso complessivo pari a 58 milioni di euro.

L'accordo includeva, inoltre, l'indicazione delle caratteristiche urbanistiche concordate e prevedeva la risoluzione automatica in caso di mutamento delle circostanze per cause non imputabili al Comune di Malaga che fossero tali da impedire l'esecuzione di quanto ivi previsto.

Il *Plan General de Ordenación Urbana*, pur essendo stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale spagnola del 30 agosto 2011, non può, tuttavia, essere eseguito in quanto è stato iniziato un procedimento di revisione dei limiti del demanio marittimo, che comporta una riduzione della superficie totale dell'area del progetto "*La Termica*" di circa 20.000 metri quadrati.

Con decisione dell'8 giugno 2012, il Tribunale di Malaga ha rigettato la richiesta di sospensione di pagamento presentata da *Nueva Marina Real Estate SL*, che l'ha impugnata con ulteriore richiesta di misure cautelari.

Ciò nonostante, il Comune di Malaga ha già inviato due avvisi di pagamento per un totale di 40,6 milioni di euro, oltre a penali.

Entrambi i provvedimenti di richiesta di pagamento sono stati impugnati davanti ai competenti tribunali amministrativi spagnoli.

In data 30 ottobre 2012, il Comune di Malaga ha proceduto al sequestro dei beni di proprietà della società per un ammontare di circa 73 milioni di euro.

Conseguentemente, in considerazione dello stato di insolvenza che ne è derivato, *Nueva Marina Real Estate SL* si è vista costretta a ricorrere alla procedura concorsuale (*concurso de acreedores*).

Contenzioso relativo agli incendi boschivi (Spagna)

A carico di *Endesa Distribución Eléctrica SL* sono stati avviati tre procedimenti giudiziali per incendi boschivi verificatisi in Catalogna, con il rischio per la Società di dover corrispondere un importo complessivo pari a circa 79,9 milioni di euro a titolo di risarcimento danni per presunta negligenza nella manutenzione delle linee di distribuzione.

Dei tre procedimenti, il più significativo risulta essere il procedimento c.d. "Gargallà", relativo ad un incendio di vaste dimensioni verificatosi nell'anno 1994.

Con sentenza del 4 settembre del 2012, *Endesa Distribución Eléctrica SL* è stata condannata al pagamento in favore degli attori (contadini locali) di circa 63 milioni di euro, comprensivi di interessi maturati dalla data dell'evento.

La società, che ha nel frattempo presentato ricorso in appello avverso la sentenza di primo grado, sta valutando l'opportunità di pervenire alla definizione di accordi transattivi con le controparti.

7. - Risultati economico-finanziari di Enel S.p.A.

7.1 – Il bilancio d'esercizio

Il Bilancio di esercizio 2011 di Enel S.p.A. - come già riferito - è stato approvato dall'Assemblea ordinaria dei soci il 30 aprile 2012.

Esso è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali (IAS-IFRS)⁵⁸ emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e alle interpretazioni emesse dall'IFRIC⁵⁹ e dal SIC⁶⁰, in conformità al Regolamento Europeo n. 1606/2002,⁶¹ 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, con relazione in data 6 aprile 2012, ha attestato che esso 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..." e che "...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. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio...".

Il Collegio Sindacale nella propria relazione – 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 – ha, tra l'altro, rappresentato: "...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 ..."; di non aver "... riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con parti correlate ..."; di aver "... vigilato, per quanto di competenza, sull'idoneità della struttura organizzativa della Società ..."; di aver "... vigilato sul processo di informativa finanziaria, sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società e

⁵⁸ *International Accounting Standard - International Financial Reporting Standards.*

⁵⁹ *International Financial Reporting Interpretations Committee.*

⁶⁰ *Standing Interpretations Committee.*

⁶¹ Tali principi ed interpretazioni sono indicati, nel prosieguo, per semplicità, IAS/EU.

sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione, nonché sul rispetto dei principi della corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali ...; di aver "... vigilato sull'adeguatezza ed efficacia del sistema di controllo interno ..." e di averlo giudicato "... adeguato, efficace ed effettivamente funzionante ..."; di aver "... vigilato sull'indipendenza della società di revisione ..."; nonché, infine, che gli emolumenti retributivi fissi e variabili corrisposti agli Amministratori, "... 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 ...".

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			
	2011	2010	2011/2010 Variazione %
Ricavi	762	677	12,6%
Proventi netti da cessione di partecipazioni	-	731	-
Costi	825	749	10,1%
Margine operativo lordo	(63)	659	-
Risultato operativo	(96)	637	-
Risultato netto	2.467	3.117	-20,9%
Attività patrimoniali	54.166	53.772	0,7%
Passività patrimoniali	29.976	29.256	2,5%
Patrimonio netto	24.190	24.516	-1,3%
Partecipazioni	38.759	38.831	-0,2%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.832	2.117	-13,5%
Indebitamento finanziario netto complessivo	13.594	13.314	2,1%
Capitale circolante netto	(179)	(166)	7,8%
Capitale investito netto	37.784	37.830	-0,1%
Attività finanziarie non correnti	2.080	1.448	43,6%
Altre attività non correnti	262	264	-0,8%
Crediti commerciali	574	542	5,9%
Attività finanziarie correnti	9.668	9.693	-0,3%
Altre attività correnti	244	257	-5,1%
Finanziamenti a breve termine	2.472	1.842	34,2%
Finanziamenti a lungo termine	18.083	22.326	-19,0%
Costo complessivo del personale (onere totale)	118	99	19,2%
Costo complessivo del personale (stipendi e salari)	75	68	10,3%

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

- dalla contrazione del risultato netto (-20,9%), del patrimonio netto (-1,3%), delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (-13,5%) e dei finanziamenti a lungo termine (-19,0%);

- dall'incremento delle attività patrimoniali (0,7%) e delle passività patrimoniali (+2,5%) e, in particolare, delle attività finanziarie non correnti (+43,6%) e dei finanziamenti a breve (+34,2%);
- dalla flessione del margine operativo lordo, negativo per 63 milioni di euro, con una riduzione di 722 milioni di euro rispetto al 2010;
- da un risultato operativo parimenti negativo per 96 milioni di euro, con una riduzione di 733 milioni di euro rispetto al 2010, in linea con l'andamento del MOL.

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			
	2011	2010	2011/2010 Variazione %
- Ricavi	762	677	12,6%
- Proventi netti da cessione di partecipazioni	-	731	-
- Costi	825	749	10,1%
- Margine operativo lordo	(63)	659	-
- Ammortamenti e perdite di valore	33	22	50,0%
- Risultato operativo	(96)	637	-
- Proventi (perdite) da partecipazioni	3.223	3.369	-4,3%
- Proventi finanziari	2.826	2.087	35,4%
- Oneri finanziari	3.698	3.219	14,9%
- Risultato prima delle imposte	2.255	2.874	-21,5%
- Imposte	(212)	(243)	-12,8%
Utile netto dell'esercizio	2.467	3.117	-20,9%

L'utile netto dell'esercizio, pari a 2.467 milioni di euro, evidenzia, come già segnalato, un decremento del 20,9% rispetto all'esercizio precedente, determinato, essenzialmente, dai minori dividendi distribuiti dalle società del Gruppo e dal minore valore della voce "proventi netti da cessione di partecipazioni".⁶²

Il risultato prima delle imposte è pari a 2.255 milioni di euro ed evidenzia un

⁶² Nel 2010 tale voce comprendeva la plusvalenza netta realizzata a seguito dalla cessione, effettuata mediante offerta globale di vendita, della quota di minoranza pari al 30,8% della partecipazione detenuta in Enel Green Power S.p.A.

decremento di 619 milioni di euro (-21,5%).

Le imposte sul reddito dell'esercizio rilevano un risultato positivo di 212 milioni di euro, per effetto, principalmente, della riduzione della base imponibile IRES riferita ai dividendi percepiti dalle società controllate (in regime di esclusione in misura pari al 95%).

Tale risultato è stato altresì determinato dalla 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			
	2011	2010	2011/2010 Variazione %
- Attività immobilizzate nette	38.183	38.190	-0,01%
- Capitale circolante netto	(179)	(166)	7,8%
Capitale investito lordo	38.004	38.024	-0,1%
- Fondi diversi	(220)	(194)	13,4%
Capitale investito netto	37.784	37.830	-0,1%
- Patrimonio netto	24.190	24.516	-1,3%
- Indebitamento finanziario netto	13.594	13.314	2,1%
TOTALE	37.784	37.830	-0,1%

Le attività immobilizzate nette ammontano a 38.183 milioni di euro e presentano un decremento di 7 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Tale variazione è imputabile principalmente:

- per 72 milioni di euro, alla riduzione netta del valore di carico delle partecipazioni, a sua volta riconducibile essenzialmente ad adeguamenti di valore (78 milioni di euro) e a cessioni di partecipazioni (54 milioni di euro), che sono stati parzialmente compensati da incrementi per ripatrimonializzazioni (39 milioni di euro) e dall'acquisizione di quote di capitale in società collegate (20 milioni di euro);
- per 62 milioni di euro, al decremento della voce *altre passività non correnti nette*, da collegare essenzialmente all'incremento netto del valore dei contratti derivati classificati nelle attività/passività finanziarie non correnti (complessivamente pari a 74 milioni di euro).

Il *capitale investito netto*, pari a 37.784 milioni di euro, risulta sostanzialmente in linea con il precedente esercizio ed è coperto dal patrimonio netto per il 64,0%, contro il 64,8% dello scorso esercizio.

Il *patrimonio netto* è pari, al 31 dicembre 2011, a 24.190 milioni di euro e risulta in diminuzione di 326 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

Tale variazione è riferibile fondamentalmente alla distribuzione del saldo sul dividendo dell'esercizio 2010 nella misura di 0,18 euro per azione deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 29 aprile 2011 (che ha comportato un esborso complessivo pari a 1.693 milioni di euro), all'acconto sul dividendo 2011, deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 28 settembre 2011 nella misura di 0,10 euro per azione (per un totale di 940 milioni di euro), nonché all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (2.307 milioni di euro).

L'*indebitamento finanziario netto complessivo* si è attestato a fine esercizio a 13.594 milioni di euro, in aumento di 280 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010, essenzialmente a seguito dell'utilizzo di linee di credito bancarie, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai rimborsi effettuati nel corso dell'esercizio.

L'incidenza dell'*indebitamento finanziario netto* sul patrimonio netto è pari allo 0,56 (0,54 al 31 dicembre 2010).⁶³

7.2.3 - La gestione finanziaria

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

(milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE FINANZIARIA			
	2011	2010	2011/2010 Variazione %
- Liquidità generata da gestione corrente (<i>cash flow</i> operativo)	2.477	3.084	-19,7%
- Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	(7)	2.411	-100,3%
- Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	(2.755)	(4.373)	-37,0%
- Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(285)	1.122	-125,4%
- Disponibilità liquide iniziali	2.117	995	112,8%
Disponibilità liquide finali	1.832	2.117	-13,5%

⁶³ Per maggiori dettagli su tali ultime voci, si veda il paragrafo successivo.

Il *cash flow operativo* - positivo per 2.477 milioni di euro, a fronte di 3.084 milioni di euro dell'esercizio precedente - registra un decremento di 607 milioni di euro, riconducibile essenzialmente ai minori dividendi incassati.

Esso ha consentito di fronteggiare parzialmente il fabbisogno legato all'attività di investimento, pari a 7 milioni di euro, e quello da attività di finanziamento, pari a 2.755 milioni di euro.

La differenza trova riscontro nella diminuzione delle *disponibilità liquide* e mezzi equivalenti, che al 31 dicembre 2011 risultano pari a 1.832 milioni di euro, a fronte dei 2.117 milioni di euro di inizio esercizio (-13,5%).

Il *cash flow* generato dall'attività di investimento (che è risultato negativo - come appena detto - per 7 milioni di euro, a fronte del dato positivo, per 2.411 milioni di euro, dell'esercizio precedente), si riferisce agli esborsi sopportati per l'acquisizione del 16,0% del capitale di CESI S.p.A. (20 milioni di euro), per la ripatrimonializzazione di Sviluppo Nucleare Italia S.p.A. (14 milioni di euro) e per altri investimenti in attività materiali e immateriali (pari, nel complesso, a 13 milioni di euro), che sono stati parzialmente compensati dall'incasso (40 milioni di euro) derivante dalla cessione delle partecipazioni detenute nelle Società Deval S.p.A. e Vallenergie S.p.A. (operanti in Valle d'Aosta).

La sensibile riduzione di tale risultato rispetto al 2010 (per un importo di 2.418 milioni di euro) è essenzialmente imputabile alla già evidenziata rilevazione, nel precedente esercizio, dell'incasso netto derivante dalla cessione del 30,8% della partecipazione detenuta in Enel Green Power S.p.A..

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito nell'esercizio liquidità per 2.755 milioni di euro, principalmente per effetto dei rimborsi su finanziamenti a lungo termine (2.937 milioni di euro) e del pagamento del saldo del dividendo 2010 e dell'acconto sui risultati 2011 (pari, nel totale, a 2.633 milioni di euro).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla liquidità derivante dagli utilizzi di linee di credito bancarie a lungo termine (per un importo complessivo di 2 miliardi di euro).

L'*indebitamento finanziario netto complessivo* evidenzia un risultato finale pari a 13.594 milioni di euro, con un incremento di 280 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 (+2,1%).

Tale valore - giusta si evince dalla tabella riportata alla pagina seguente - è la risultante della concomitante diminuzione dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine (per un importo pari a 4.234 milioni di euro) e dell'ammontare delle disponibilità nette a breve termine (per 4.514 milioni di euro).

(milioni di euro)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO COMPLESSIVO			
	2011	2010	<i>2011/2010 Variazione %</i>
Posizione finanziaria netta a lungo termine	17.758	21.992	-19,3%
Posizione finanziaria netta a breve termine	(4.164)	(8.678)	-52,0%
Indebitamento finanziario netto	13.594	13.314	2,1%

Nello specifico, il decremento dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine è dovuto principalmente:

- ai rimborsi volontari, per un ammontare complessivo di 1.831 milioni di euro, relativi alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro;
- al rimborso anticipato del finanziamento *intercompany* con *Enel Investment Holding B.V.* per un importo pari a 300 milioni di euro;
- alla riclassifica nell'indebitamento a breve delle quote correnti dell'indebitamento a lungo termine (complessivamente 2.213 milioni di euro).

Il decremento della posizione finanziaria netta creditoria a breve termine è, invece, ascrivibile essenzialmente alla sopra richiamata riclassifica delle quote di indebitamento a lungo termine in scadenza entro il 31 dicembre 2012 e all'utilizzo di linee di credito bancarie per complessivi 2.636 milioni di 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 591 milioni di euro rispetto al valore rilevato al 31 dicembre 2010, in conseguenza dall'aumento delle attività finanziarie non correnti per 632 milioni di euro, che è stato parzialmente compensato dal decremento, per complessivi 72 milioni di euro, del valore delle partecipazioni detenute in società controllate, a controllo congiunto, collegate e in altre imprese;
- le *Attività correnti* rilevano un decremento di 197 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010, da riferirsi essenzialmente alla diminuzione delle disponibilità liquide (285 milioni di euro) e delle attività finanziarie correnti (25 milioni di euro), che è stata parzialmente compensata dall'incremento dei crediti per imposte sul reddito (94 milioni di euro);
- le *Passività non correnti* mostrano un decremento di 3.610 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, imputabile principalmente alla diminuzione dei finanziamenti a

lungo termine (4.243 milioni di euro), in parte compensata dall'incremento delle passività finanziarie non correnti (576 milioni di euro);

- le *Passività correnti* si incrementano di 4.330 milioni di euro per effetto dell'aumento delle quote correnti dei finanziamenti a lungo termine (per 3.307 milioni di euro), dei finanziamenti a breve termine (per 630 milioni di euro), delle passività finanziarie correnti (per 242 milioni di euro) e delle altre passività correnti (per 172 milioni di euro); il valore finale risulta parzialmente compensato dal decremento dei debiti commerciali per un ammontare pari a 21 milioni di euro;
- il *Patrimonio netto* subisce una diminuzione dell'1,3% rispetto all'esercizio 2010, attestandosi a 24.190 milioni di euro.

La tabella riportata alla pagina seguente espone le risultanze sintetiche dello stato patrimoniale di Enel S.p.A.

(milioni di euro)

Enel S.p.A. - STATO PATRIMONIALE		
	2011	2010
ATTIVITA'		
Attività non correnti		
- Attività materiali	6	5
- Attività immateriali	17	15
- Attività per imposte anticipate	358	328
- Partecipazioni	38.759	38.831
- Attività finanziarie non correnti	2.080	1.448
- Altre attività non correnti	262	264
Totale Attività non correnti	41.482	40.891
Attività correnti		
- Crediti commerciali	574	542
- Crediti per imposte sul reddito	366	272
- Attività finanziarie correnti	9.668	9.693
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.832	2.117
- Altre attività correnti	244	257
Totale Attività correnti	12.684	12.881
Attività non correnti classificate come possedute per la vendita	-	-
TOTALE ATTIVITA'	54.166	53.772
<i>Variazione %</i>	<i>0,7%</i>	
PATRIMONIO NETTO e PASSIVITA'		
Patrimonio netto		
- Capitale sociale	9.403	9.403
- Altre riserve	9.382	9.543
- Utile e perdite accumulate	3.878	3.394
- Risultato netto d'esercizio (*)	1.527	2.176
Totale patrimonio netto	24.190	24.516
<i>Variazione %</i>	<i>-1,3%</i>	
Passività non correnti		
- Finanziamenti a lungo termine	18.083	22.326
- TFR e altri benefici ai dipendenti	350	363
- Fondo rischi e oneri	37	33
- Passività per imposte differite	191	126
- Passività finanziarie non correnti	2.575	1.999
- Altre passività non correnti	41	40
Totale Passività non correnti	21.277	24.887
Passività correnti		
- Finanziamenti a breve termine	2.472	1.842
- Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.113	806
- Debiti commerciali	329	350
- Passività finanziarie correnti	1.031	789
- Altre passività correnti	754	582
Totale Passività correnti	8.699	4.369
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	54.166	53.772
<i>Variazione %</i>	<i>0,7%</i>	

(*) Al netto dell'acconto sul dividendo, pari a 940 milioni di euro (identico valore nell'esercizio 2010)

Quanto alle poste dell'attivo, merita di essere evidenziato quanto segue.

Le *attività non correnti* sono complessivamente in aumento di 591 milioni di euro (+1,4%) a seguito, prevalentemente, dell'incremento registrato nella voce *Attività finanziarie non correnti*, parzialmente compensato dal decremento del valore delle *Partecipazioni*, le quali – come si evince dalla tabella che segue – si riducono complessivamente di 72 milioni di euro circa (-0,2%) per effetto della movimentazione intervenuta nel corso dell'esercizio.

Partecipazioni

(milioni di euro)

	2011	2010	2011/2010 Variazione %
- Imprese controllate	38.467	38.480	-
- Imprese a controllo congiunto	-	20	-100,0%
- Imprese collegate	22	2	-
- Altre imprese	270	329	-17,9%
Totale	38.759	38.831	-0,2%

Il decremento netto del valore delle partecipazioni è da riferirsi principalmente:

- alla ripatrimonializzazione della partecipata Sviluppo Nucleare Italia S.r.l. per l'importo complessivo di 14 milioni di euro, che è stato destinato ad incremento della riserva disponibile di patrimonio netto;
- all'acquisizione di ulteriori quote del capitale sociale di CESI S.p.A. per un importo complessivo pari a 20 milioni di euro, per effetto della quale, la quota di partecipazione nella predetta società è passata dal 25,9% al 41,9%;
- alla cessione delle partecipazioni detenute in Deval S.p.A. e Vallenergie S.p.A., per un valore di carico di complessivi 20 milioni di euro;
- alla vendita alla società controllata Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A. della partecipazione detenuta in Sviluppo Nucleare Italia S.r.l., per un valore di carico di 34 milioni di euro;
- alla ripatrimonializzazione della partecipata Enel.NewHydro S.r.l., per un importo complessivo pari a 25 milioni di euro, mediante rinuncia parziale al credito vantato sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la stessa, che è stato portato ad incremento di apposita riserva disponibile di patrimonio netto;
- al decremento di 59 milioni di euro della partecipazione detenuta in T.E.R.NA. S.p.A. per effetto dell'adeguamento della valutazione a *fair value* della relativa quota di partecipazione al valore di Borsa rilevato al 31 dicembre 2011;

- all'adeguamento di valore, pari a 11 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enel.NewHydro S.r.l., effettuato in considerazione delle perdite di valore e del presumibile recupero del costo iscritto in bilancio;
- all'adeguamento di valore, pari a 8 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enelpower S.p.A., effettuato in considerazione delle perdite di valore e del presumibile recupero del costo iscritto in bilancio;
- al maggior valore delle partecipazioni in società controllate, per 1 milione di euro, connesso ai piani di incentivazione a base azionaria (*stock option* e *restricted share units*) emessi da Enel S.p.A. a favore dei dipendenti delle società stesse.

Le *attività finanziarie non correnti* sono relative, per la maggior parte, a *contratti derivati* (1.734 milioni di euro) e registrano, nel complesso, un incremento del 43,6% rispetto al precedente esercizio, come risulta dal seguente prospetto.

Attività finanziarie non correnti

(milioni di euro)

	2011	2010	2011/2010 Variazione %
- Crediti verso imprese controllate	166	181	-8,3%
- Crediti finanziari verso terzi	156	149	4,7%
- Contratti derivati	1.734	1.084	60,0%
- Risconti attivi	21	30	0,0%
- Altri crediti finanziari	3	4	-25,0%
Totale	2.080	1.448	43,6%

La tabella che segue espone la tipologia e la designazione dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2011, con evidenza del loro valore nozionale e del *fair value*.

Contratti derivati

(milioni di euro)

	Nozionale		Fair Value		%
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	
Derivati cash flow hedge:					
- tassi di interesse	-	150	-	3	(3)
- cambi	1.365	1.278	447	239	208
Totale	1.365	1.428	447	242	205
Derivati di trading:					
- tassi di interesse	2.187	3.096	215	171	44
- cambi	9.573	8.895	1.072	671	401
Totale	11.760	11.991	1.287	842	445
TOTALE	13.125	13.419	1.734	1.084	650

I contratti derivati di *cash flow hedge* al 31 dicembre 2011, presentano un valore nozionale di 1.365 milioni di euro e un *fair value* di 447 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 effettuata in data 13 giugno 2007 nell'ambito del programma *Global Medium Term Notes*; l'incremento del relativo *fair value* rispetto al precedente esercizio, pari a 205 milioni di euro, è stato 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 11.760 milioni di euro e un *fair value* di 1.287 milioni di euro; l'incremento del corrispondente *fair value*, pari a 445 milioni di euro, è dovuto sostanzialmente alle operazioni di copertura gestionale delle emissioni obbligazionarie in valuta tramite *cross currency interest rate swap* e alle ulteriori emissioni di *private placement* effettuate da *Enel Finance International NV* nel corso del primo semestre del 2011, che hanno risentito positivamente dell'andamento dei cambi nel periodo.

La voce *Crediti verso imprese controllate*, pari a 166 milioni di euro, si riferisce, in particolare, all'accollo da parte delle società del Gruppo delle quote di competenza dell'indebitamento finanziario; i relativi accordi infragruppo prevedono infatti il riaddebito degli oneri finanziari di competenza, degli oneri e dei 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; il decremento di 15 milioni di euro della posta è imputabile alla riclassifica tra le attività finanziarie correnti della quota del credito in scadenza entro i dodici mesi.

Le *attività correnti* diminuiscono complessivamente di 197 milioni di euro, per effetto, soprattutto, del decremento delle disponibilità liquide (285 milioni di euro) e delle attività finanziarie correnti (25 milioni di euro), che è stato parzialmente compensato dall'incremento sia dei crediti commerciali (32 milioni di euro) che dei crediti per imposte sul reddito (94 milioni di euro); di seguito, la relativa tabella esplicativa.

Attività correnti*(milioni di euro)*

	2011	2010	<i>2011/2010 Variazione %</i>
- Crediti commerciali	574	542	5,9%
- Crediti per imposte sul reddito	366	272	34,6%
- Attività finanziarie correnti	9.668	9.693	-0,3%
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.832	2.117	-13,5%
- Altre attività correnti	244	257	-5,1%
Totale	12.684	12.881	-1,5%

I *crediti commerciali*, pari a 574 milioni di euro, sono rappresentati da crediti verso clienti per 82 milioni di euro e da crediti verso imprese controllate per 492 milioni di euro e registrano complessivamente un incremento di 32 milioni di euro, da ricondurre, essenzialmente, all'aumento dei crediti per servizi e attività svolte nei confronti di imprese controllate (27 milioni di euro).

I *crediti per imposte sul reddito* ammontano a 366 milioni di euro e concernono, per la gran parte, il credito IRES per imposte correnti dell'esercizio.

Le *attività finanziarie correnti*, pari a 9.668 milioni di euro, sono riferibili, per 8.648 milioni di euro, a crediti verso società del Gruppo e, per 1.020 milioni di euro, a crediti verso terzi; rispetto all'esercizio 2010, esse si decrementano di 25 milioni di euro a seguito, principalmente, dei minori crediti finanziari a breve verso società del Gruppo sul conto corrente intersocietario (361 milioni di euro) e della riduzione dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi (70 milioni di euro); tali diminuzioni sono state parzialmente compensate dal maggior valore dei contratti derivati verso terzi (277 milioni di euro), nonché dal *Bridge Facility* concesso a *Enel Finance International NV* (120 milioni di euro).

Relativamente alle poste del passivo, si evidenzia, invece, quanto in appresso.

Il *patrimonio netto* presenta – come già riferito – un decremento di 326 milioni di euro (-1,3%) rispetto al valore accertato al 31 dicembre 2010.

Il *Capitale sociale* – come pure già riferito⁶⁴, 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.⁶⁵

⁶⁴ Cfr. *supra* paragrafo n. 1.2.

⁶⁵ Nel corso dell'esercizio all'esame (così come in quello precedente) non sono state, infatti, esercitate le *stock option* in base ai piani di azionariato approvati in precedenza; per ciò che concerne l'assetto proprietario al 31 dicembre 2011, si rimanda al precedente paragrafo n. 1.2.

La *Riserva legale*, pari al 20% del capitale sociale, non ha presentato variazioni rispetto al precedente esercizio.

Gli *utili e perdite accumulati* nell'esercizio 2011 presentano una variazione in aumento di 484 milioni di euro per effetto di quota parte degli utili dell'esercizio precedente portati a nuovo, come da delibera dell'Assemblea degli azionisti adottata in 29 aprile 2011.

L'*utile dell'esercizio* 2011, rilevato a conto economico, al netto dell'acconto sul dividendo 2011 di 0,10 euro per azione (per complessivi 940 milioni di euro) corrisposto a decorrere dal 24 novembre 2011, è pari a 1.527 milioni di euro.

Le *passività non correnti*, pari a 21.277 milioni di euro, rappresentano il 39,3% della voce *Patrimonio netto e passività* e diminuiscono di 3.610 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Tale riduzione è riferibile, principalmente, al decremento, per un importo pari a 4.243 milioni di euro, dei *finanziamenti a lungo termine*, che ammontano a 18.083 milioni di euro (saldo contabile), con un decremento del 19,0% rispetto al 2010.

Detti finanziamenti – non inclusivi dei finanziamenti con scadenza entro i 12 mesi e pari a 4.113 milioni di euro – sono rappresentati da: *obbligazioni* (per un importo pari a 14.276 milioni di euro), *finanziamenti bancari* (per un importo pari a 1.307 milioni di euro) e *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* (saldo contabile).

Finanziamenti a lungo termine

(milioni di euro)

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Obbligazioni:			
- tasso fisso	9.042	9.738	(696)
- tasso variabile	5.234	5.629	(395)
Finanziamenti bancari:			
- tasso variabile	1.307	4.162	(2.855)
Finanziamenti da società del Gruppo:			
- tasso fisso	2.500	2.797	(297)
Totale	18.083	22.326	(4.243)

La movimentazione del valore nozionale delle obbligazioni e degli altri finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) è, invece, riassunta nel seguente prospetto:

Movimentazione del valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine

(milioni di euro)

	2010	Rimborsi	Utilizzi linee di credito	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	2011
- Obbligazioni	16.305	(806)	-	(94)	40	15.445
- Finanziamenti bancari	4.217	(1.831)	2.000		-	4.386
- Finanziamenti da Società del Gruppo	2.800	(300)	-	-	-	2.500
Totale finanziamenti a lungo termine	23.322	(2.937)	2.000	(94)	40	22.331

Rispetto al 31 dicembre 2010, il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine presenta una riduzione complessiva di 991 milioni di euro, quale saldo di 2.937 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 94 milioni di euro riferiti al riacquisto di obbligazioni proprie, di 2.000 milioni di euro relativi a nuove emissioni e di 40 milioni di euro relativi a differenze negative di cambio.

Nell'ambito delle *Passività non correnti*, è da segnalare la voce *passività finanziarie non correnti*, pari a 2.575 milioni di euro, che accoglie interamente la valutazione al *fair value* dei contratti derivati, nei termini di cui alla sotto riportata tabella.

Passività finanziarie non correnti (contratti derivati)

(milioni di euro)

	Nozionale		Fair value		2011-2010
	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	
Derivati <i>cash flow hedge</i>:					
- tassi	2.190	4.440	273	282	(9)
- cambi	1.374	1.382	962	735	227
Totale	3.564	5.822	1.235	1.017	218
Derivati di <i>trading</i>:					
- tassi	2.761	6.342	268	311	(43)
- cambi	9.573	8.895	1.072	671	401
Totale	12.334	15.237	1.340	982	358
Totale	15.898	21.059	2.575	1.999	576

Nello specifico, i contratti derivati classificati tra le passività non correnti presentano un valore nozionale complessivo pari a 15.898 milioni di euro e un *fair value* pari a 2.575 milioni di euro, evidenziando, se confrontati ai valori riferiti al 31 dicembre 2010, rispettivamente, un decremento pari a 5.161 milioni di euro ed un incremento di 576 milioni di euro.

La riduzione del valore nozionale riguarda soprattutto i derivati su tassi di interesse,

sia di *cash flow hedge* che di *trading*, principalmente in dipendenza della riclassifica tra le *Passività finanziarie correnti* dei contratti stipulati a copertura dell'indebitamento realizzato congiuntamente ad *Enel Finance International NV* nel 2007, relativi alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro e in scadenza nel mese di aprile 2012 (complessivamente 5.350 milioni di euro di valore nozionale).

Tale riclassifica include 1 miliardo di euro di valore nozionale, che è transitato dalle *Passività finanziarie non correnti - Derivati di cash flow hedge* alle *Passività finanziarie correnti - Derivati di trading*, in quanto relativo ad operazioni di copertura del rischio tasso di interesse sull'indebitamento risultate in *overhedge* a seguito del rimborso anticipato del sottostante (*Credit Facility*)⁶⁶.

Le *passività correnti*, pari complessivamente a 8.699 milioni di euro, evidenziano un incremento complessivo di 4.330 milioni di euro rispetto al corrispondente dato dell'esercizio precedente, da ricondurre alla variazione in aumento delle *quote correnti dei finanziamenti a lungo termine*, pari a 3.307 milioni di euro, dei *finanziamenti a breve termine*, pari a 630 milioni di euro, delle *passività finanziarie correnti*, pari a 242 milioni di euro e delle *altre passività correnti*, pari a 172 milioni di euro, nonché al decremento, pari a 21 milioni di euro, dei *debiti commerciali*.

Per ciò che concerne, in particolare, i *finanziamenti a breve termine*, merita, nello specifico, di essere segnalato:

- che l'indebitamento verso terzi, pari a 1.279 milioni di euro, presenta un incremento di 933 milioni di euro per effetto dei maggiori utilizzi delle linee di credito (597 milioni di euro) e dei più elevati *cash collateral* ricevuti dalle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi (336 milioni di euro);
- che l'indebitamento verso le società del Gruppo, pari a 1.193 milioni di euro, registra un decremento pari a 303 milioni di euro da imputare al miglioramento della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società controllate.

Le *passività finanziarie correnti*, pari a 1.031 milioni di euro, sono in aumento rispetto all'esercizio precedente del 30,7% e sono riferite a *passività finanziarie differite* (per 421 milioni di euro), a *contratti derivati* (per 468 milioni di euro) e *ad altre partite* (per 142 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 sia sui conti correnti intrattenuti con le società del Gruppo che sul finanziamento in essere con *Enel Finance International*.

⁶⁶ Cfr. *supra*, paragrafo n. 7.2.3.

Le *altre passività correnti*, pari a 754 milioni di euro, presentano un incremento di 172 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 riassunto nella tabella riportata di seguito.

(milioni di euro)

CONTO ECONOMICO		
	2011	2010
Ricavi		
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	732	670
- Altri ricavi e proventi	30	7
Totale	762	677
Proventi netti da cessione di partecipazioni	-	731
Costi		
- Energia elettrica e materiali di consumo	361	342
- Servizi e godimento beni di terzi	276	267
- Costo del personale	118	99
- Ammortamenti e perdite di valore	33	22
- Altri costi operativi	70	41
Totale	858	771
Risultato operativo	(96)	637
- Proventi da partecipazioni	3.223	3.369
- Proventi finanziari	2.826	2.087
- Oneri finanziari	3.698	3.219
Risultato prima delle imposte	2.255	2.874
- Imposte	(212)	(243)
Risultato netto dell'esercizio	2.467	3.117
Variazione %	-20,9%	

Al riguardo, si rappresenta quanto segue.

Il *risultato netto dell'esercizio* subisce - come si è già avuto modo di anticipare - un decremento pari a 650 milioni di euro (-20,9%), riconducibile, essenzialmente, per un verso, ai minori dividendi distribuiti dalle società del Gruppo e, per l'altro, ai minori *proventi netti da cessione di partecipazioni*.⁶⁷

⁶⁷ Cfr. *supra*, paragrafo n. 7.2.

Anche il *risultato operativo* (negativo per 96 milioni di euro, con una diminuzione rispetto al 2010 di 733 milioni di euro) è attribuibile, per lo più, alla testé citata rilevazione di maggiori proventi netti da cessione di partecipazioni nel periodo a raffronto.

I ricavi dalle *vendite e prestazioni*, complessivamente pari a 732 milioni di euro (670 milioni di euro nel 2010), si riferiscono a:

- ricavi per *vendita di energia*, pari a 374 milioni di euro attribuibili sostanzialmente alle vendite dell'energia elettrica in favore dell'Acquirente Unico (373 milioni di euro) ad un prezzo medio di cessione superiore a quello praticato nel 2010;
- ricavi per *prestazioni di servizi*, pari a 358 milioni di euro, relativi essenzialmente a prestazioni di assistenza e consulenza rese alle società del Gruppo.

I costi per *acquisti di energia elettrica e materiali di consumo*, pari a 361 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente all'acquisto (359 milioni di euro), ai prezzi definiti con il contratto pluriennale stipulato con la società svizzera *Alpiq* (già *Atel*), di 5.256 milioni di kWh di energia elettrica.

I costi per *prestazioni di servizi e godimento beni di terzi*, pari a 276 milioni di euro, sono in leggero aumento e si riferiscono, per 260 milioni di euro, a servizi e, per 16 milioni di euro, a godimento di beni di terzi.

Gli *ammortamenti e perdite di valore*, pari a 33 milioni di euro, presentano un incremento di 11 milioni di euro, mentre gli *altri costi operativi*, pari a 70 milioni di euro, aumentano di 29 milioni di euro.

Il *costo del personale* ammonta a 118 milioni di euro ed evidenzia un incremento complessivo di 19 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010, da imputare essenzialmente all'andamento della consistenza media dei dipendenti (+78 risorse medie rispetto al 2010), ai maggiori costi (5 milioni di euro) connessi ai piani di incentivazione a lungo termine (*Long Term Incentive*), nonché al maggiore onere per esodo incentivato del personale.

Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dai minori oneri (3 milioni di euro) riferiti al piano di *Stock Option* 2008 e al piano di *Restricted Share Units* 2008, in considerazione del previsto termine del periodo di maturazione (31 marzo 2011).

I *proventi da partecipazioni* presentano un saldo di 3.223 milioni di euro con un decremento, rispetto al 2010, del 4,3%.

Essi si riferiscono ai dividendi distribuiti nell'esercizio dalle società controllate e partecipate e sono attinenti principalmente a Enel Distribuzione (1.766 milioni di euro), Enel Produzione (959 milioni di euro), *Enel Energy Europe* (265 milioni di euro), *Enel Finance International NV* (78 milioni di euro) e ad *Enel Trade* (30 milioni di euro).

I *Proventi finanziari* e gli *oneri finanziari*, rispettivamente pari a 2.826 milioni di euro e a 3.698 milioni di euro, determinano un saldo netto negativo (oneri) pari a 872 milioni di euro.

Nello specifico, gli oneri finanziari netti riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (1.007 milioni di euro) nonché gli oneri netti da strumenti derivati su tassi d'interesse (189 milioni di euro) e risultano controbilanciati da interessi attivi e altri proventi su conti correnti intersocietari e bancari (rispettivamente 260 milioni di euro e 8 milioni di euro), su *cash collateral* (7 milioni di euro) e da interessi attivi su finanziamenti accollati alle società del Gruppo (12 milioni di euro).

Il decremento degli oneri finanziari netti, pari a 262 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, risente della rilevazione degli effetti della *bonus share* (concessa nel precedente esercizio nell'ambito dell'offerta globale di vendita di azioni di Enel Green Power) che è stata esercitata entro il 31 dicembre 2011 ed ha conseguentemente comportato la rilevazione di proventi netti per 42 milioni di euro⁶⁸ rispetto ad oneri da valutazione pari a 89 milioni di euro contabilizzati nel 2010.

L'ulteriore riduzione degli oneri finanziari netti è stata determinata dal decremento degli oneri netti da strumenti derivati su tassi di interesse (82 milioni di euro) e dall'incremento degli interessi attivi e altri proventi su attività finanziarie correnti (56 milioni di euro), conseguente, principalmente, ai maggiori interessi attivi maturati sul conto corrente intersocietario.

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 la permanenza di una sostanziale assenza di rischio in capo ad Enel S.p.A.

Le *imposte sul reddito* risultano complessivamente positive per 212 milioni di euro, per effetto principalmente della riduzione della base imponibile IRES, dovuta all'esclusione al 95% dei dividendi percepiti dalle società controllate, che, nel periodo a raffronto, risentiva anche dell'esenzione, prevista nella medesima percentuale, della plusvalenza realizzata in relazione alla cessione di una quota pari al 30,8% della partecipazione detenuta in Enel Green Power S.p.A..

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

⁶⁸ Saldo tra i proventi per rettifica della valutazione anno precedente (pari a 89 milioni di euro) e l'onere realizzato per effetto dell'esercizio della *bonus share* (pari a 47 milioni di euro).

disposizioni in materia di IRES (art. 96 TUIR così come sostituito dalla legge n. 244 del 24 dicembre 2007 "legge Finanziaria 2008").

Le imposte risentono, infine, dell'effetto a Conto economico delle imposte anticipate e differite (complessivamente negativo per 2 milioni di euro).

Le imposte sul reddito d'esercizio hanno un'incidenza sul risultato ante imposte del 9,4%, contro il -8,5% del 2010.

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 2012, 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 2011.

Il Bilancio consolidato è stato sottoposto a revisione contabile da parte della società di revisione che, nella relazione in data 6 aprile 2012, ad esso allegata, non ha evidenziato rilievi né richiami di informativa, giudicandolo *"... conforme agli International Financial Reporting Standards 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 2011..."*.

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

- di aver preso visione del predetto bilancio e di aver provveduto all'esame della relativa documentazione riscontrando, tra l'altro, che lo stesso era stato sottoposto al giudizio della società di revisione, ai sensi dell'art. 14 del D.lgs. n. 39/10, che aveva

espresso, a mezzo di apposita relazione, il giudizio e le attestazioni sopra riportati;

- che analoga relazione, senza rilievi né richiami di informativa, era stata rassegnata con riferimento ai bilanci delle altre società controllate italiane facenti parte del Gruppo;

- che le attività di verifica svolte da parte delle società del *network* internazionale della società di revisione sui *reporting packages* delle principali società estere del Gruppo, utilizzati per la redazione del Bilancio consolidato, non avevano fatto emergere rilievi di significatività tale da dover 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 significativi rilievi né richiami di informativa;

- che i Collegi Sindacali delle società controllate italiane e gli equivalenti organismi di controllo delle principali società estere del Gruppo non avevano segnalato anomalie e/o rilievi all'esito della prescritta attività di 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 2011, l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche per le seguenti principali operazioni:

- cessione, in data 24 febbraio 2011, della società *Compañia Americana de Multiservicios*, operante in America Latina nel settore dei servizi generali;
- cessione, in data 1° marzo 2011 della società *Synapsis IT Soluciones y Servicios*, 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 ad *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;
- perdita del controllo 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 che stabilivano il passaggio ad una situazione di controllo congiunto a partire dalla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2010; a seguito di tale evento, la società è stata consolidata con metodo proporzionale;
- acquisizione del pieno controllo (da controllo congiunto) delle attività e passività rimaste in capo ad *Enel Unión Fenosa Renovables* (EUFER), a seguito della chiusura 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, gli asset sono stati conseguentemente consolidati con il metodo integrale;

- acquisizione, in data 9 giugno 2011, di un'ulteriore quota del 50% nella *Sociedad Térmica Portuguesa SA*, per effetto della quale il Gruppo Enel ha acquisito il controllo esclusivo della società, rispetto alla preesistente situazione di controllo congiunto;
- cessione, in data 28 giugno 2011, alla società *Contour Global L.P.* dell'intero capitale delle società olandesi *Maritza East III*, *Power Holding BV* e *Maritza O&M Holding Netherland BV*;⁶⁹
- cessione, in data 30 novembre 2011, del 51% del capitale di Deval S.p.A. e Vallenergie S.p.A. a Compagnia Valdaostana delle Acque, società della Regione Valle d'Aosta, già titolare del restante 49% del capitale delle società in questione;
- acquisizione, in data 1° dicembre, del 33,33% di San Floriano Energy, società operante nella generazione idroelettrica, mediante conferimento in natura e per cassa effettuato da Enel Produzione; per effetto di tale conferimento, il Gruppo Enel ha acquisito il controllo congiunto 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 il controllo congiunto sulla società assieme ad *Électricité de France* (EDF); a partire da tale data, la società è stata conseguentemente consolidata con il metodo integrale.

8.2 - Notazioni generali

Il *Bilancio consolidato del Gruppo Enel* al 31 dicembre 2011, 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.38/2005.⁷⁰

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

⁶⁹ Tali società erano titolari del 73% del capitale, rispettivamente, delle società bulgare *Enel Maritza East 3 AD* ed *Enel Operations Bulgaria AD*).

⁷⁰ Cfr. *supra*, paragrafo n. 7.1.

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.

Il Conto economico è stato classificato in base alla natura dei costi, mentre 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 2011 sono stati elaborati in accordo con i principi contabili adottati dalla Capogruppo.

Tutti i saldi e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili o perdite non realizzati derivanti da operazioni intervenute tra società del Gruppo, sono 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 2010 sono stati oggetto di rideterminazione in seguito al completamento, nel corso del primo semestre 2011, del processo di allocazione del prezzo al *fair value* nell'operazione di *business combination* relativa alla società *SE Hydropower*.

Rispetto alla determinazione provvisoria effettuata al 31 dicembre 2010 conformemente a quanto disciplinato dall'IFRS 3, il completamento del processo di allocazione ha determinato un incremento del patrimonio netto consolidato di Gruppo pari a 128 milioni di euro e del patrimonio netto di terzi pari a 193 milioni di euro.

Le risultanze delle principali voci generali del Bilancio consolidato, quali esposte nella tabella che segue, evidenziano una situazione caratterizzata dall'incremento dei ricavi (+6.137 milioni di euro pari al +8,4%), dei costi (+5.892 milioni di euro pari al

+10.5%), del Margine Operativo Lordo/EBITDA (+237 milioni di euro pari al +1,4%) e del risultato operativo/EBIT (+108 milioni di euro pari a +1,0%), e dal decremento di 315 milioni di euro dell'*utile di esercizio del Gruppo e di terzi* (-5,6% rispetto al precedente esercizio).

Per quanto riguarda, invece, i principali valori patrimoniali, si registra un incremento del patrimonio netto di Gruppo (+801 milioni di euro pari a + 2,1%) e un decremento del patrimonio netto di terzi (-227 milioni di euro pari a -1,4%); sono, inoltre, in aumento *gli investimenti* (+394 milioni di euro) ed il *capitale investito netto* (+279 milioni di euro).

(milioni di euro)

BILANCIO CONSOLIDATO - SINTESI			
	2011	2010	2011/2010 %
Ricavi	79.514	73.377	+8,4
Costi	68.420	62.399	+9,6
Margine operativo lordo	17.717	17.480	+1,4
Risultato operativo	11.366	11.258	+1,0
<u>Risultato netto del gruppo (utile di esercizio)</u>	4.148	4.390	-5,5
Risultato netto di terzi	1.210	1.283	-5,7
Risultato netto complessivo (Gruppo e terzi)	5.358	5.673	-5,6
Attività patrimoniali	169.805	168.562	+0,7
Passività patrimoniali	115.365	114.696	+0,6
Patrimonio netto del gruppo	38.790	37.989	+2,1
Patrimonio netto di terzi	15.650	15.877	-1,4
Patrimonio netto complessivo	54.440	53.866	+1,1
Investimenti	7.484	7.090	+5,6
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.015	5.164	+35,8
Capitale circolante netto	-5.561	-2.784	+99,7
Capitale investito netto	99.069	98.790	+0,3
Attività finanziarie non correnti	6.325	4.701	+34,5
Altre attività non correnti	506	1.062	-52,4
Rimanenze	3.148	2.803	+12,3
Crediti commerciali	11.570	12.505	-7,5
Attività finanziarie correnti	10.466	11.922	-12,2
Altre attività correnti	2.135	2.176	-1,9
Finanziamenti a breve termine	14.471	11.208	29,1
Finanziamenti a lungo termine	48.703	52.440	-7,1
Organico Gruppo <i>Enel</i> (al 31.12.2011)	75.360	78.313	-3,8
Costo complessivo del personale	4.296	4.907	-12,5
Costo complessivo del personale (per stipendi e salari)	3.335	3.370	-1,0

8.3 - Lo stato patrimoniale consolidato

Il quadro riassuntivo delle attività è riportato nel prospetto che segue ed evidenzia un aumento complessivo pari allo 0,7%, rispetto al 2010.

(milioni euro)

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO: ATTIVITA'			
	2011	2010	2011/2010 %
ATTIVITA'			
Attività non correnti:			
- Immobili, impianti e macchinari	80.592	78.094	+3,2
- Investimenti immobiliari	245	299	-18,1
- Attività immateriali	39.075	39.581	-1,3
- Attività per imposte anticipate	6.011	6.017	-0,1
- Partecipazioni valutate col metodo del patrimonio netto	1.085	1.033	+5,0
- Attività finanziarie non correnti	6.325	4.701	+34,5
- Altre attività non correnti	506	1.062	-52,4
Totale Attività non correnti	133.839	130.787	+2,3
Attività correnti:			
- Rimanenze	3.148	2.803	+12,3
- Crediti commerciali	11.570	12.505	-7,5
- Crediti tributari	1.251	1.587	-21,2
- Attività finanziarie correnti	10.466	11.922	-12,2
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.015	5.164	+35,8
- Altre attività correnti	2.135	2.176	-1,9
Totale Attività correnti	35.585	36.157	-1,6
Attività possedute per la vendita	381	1.618	-76,5
TOTALE ATTIVITA'	169.805	168.562	+0,7

Le *attività non correnti*, aumentano, nel complesso, del 2,3%.

Più in dettaglio, gli *immobili, impianti e macchinari*, presentano un valore, al 31 dicembre 2011, pari a 80.592 milioni di euro.

L'incremento (+3,2%) rispetto all'esercizio precedente si riferisce, prevalentemente, agli investimenti effettuati nell'esercizio, per complessivi 6.845 milioni di euro, alla variazione del perimetro di consolidamento, per complessivi 307 milioni di euro, alla rimisurazione al *fair value*, a seguito di modifica nel controllo relativa alla società Hydro Dolomiti Enel, per 129 milioni di euro.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle differenze di cambio negative, per 223 milioni di euro, dalla quota di ammortamento dell'esercizio, pari a 4.408 milioni di euro, e dalla perdite di valore per 245 milioni di euro.

Le *attività immateriali* ammontano a 39.075 ed includono, principalmente, le concessioni, licenze, marchi e diritti simili, per 16.296 milioni di euro, gli accordi per

servizi in concessione, per 2.946 milioni di euro, e l'avviamento per 18.342 milioni di euro.

A tal'ultimo riguardo, merita di essere evidenziato che il valore iscritto nella voce *Avviamento* registra un decremento di 128 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, dovuto principalmente a perdite di valore per 96 milioni di euro rilevate a seguito degli esiti degli *impairment test* e a differenze di cambio negative per 21 milioni di euro.

Si evidenzia, inoltre, che la stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio – tra i quali, in particolare, quelli relativi ad Endesa (per 14.259 milioni di euro), ad Enel OGK-5 (per 1.214 milioni di euro), quelli relativi alle società facenti parte del Gruppo Enel Green Power (per 858 milioni di euro), a *Slovenske Elektrarne* (per 697 milioni di euro) e ad Enel Energia (per 579 milioni di euro) – è stata effettuata determinando il valore d'uso delle attività in esame mediante l'utilizzo di modelli *Discounted Cash Flow* che valorizzano la stima dei flussi di cassa attesi previa applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione.⁷¹

Le *attività per imposte anticipate*, pari a 6.011 milioni di euro, sono sostanzialmente in linea con quanto rilevato al 31 dicembre 2010, registrando una diminuzione di 6 milioni di euro.

Le *attività finanziarie non correnti*, pari a 6.325 milioni di euro, presentano un incremento, rispetto al 31 dicembre 2010, di 1.624 milioni di euro (+34,5%), riferibile principalmente:

- all'incremento (pari a 566 milioni di euro) del *fair value* dei contratti derivati a copertura del rischio cambio ivi inseriti,⁷² determinato dall'andamento del cambio dell'euro nei confronti della sterlina inglese;
- alla riclassifica, dalla voce *Altre attività non correnti* (per effetto della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 199/11 del 29 dicembre 2011, che stabilisce nuove modalità di rimborso), dei crediti maturati verso la Cassa Conguaglio

⁷¹ 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) *Marcinelle Energie* ed *Enel Green Power Hellas* (in considerazione, rispettivamente, del possibile decremento delle prospettive di redditività del *business* e di un incremento del "rischio Paese" fattorizzato nel tasso di sconto) si è, conseguentemente, proceduto a svalutare, in sede di *impairment test*, l'avviamento attribuito alle anzidette società, per un importo pari, rispettivamente, a 26 e a 70 milioni di euro.

⁷² Soprattutto di tipo *cash flow hedge* e *fair value hedge*.

Settore Elettrico a titolo di rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici e alla loro sostituzione con misuratori elettronici.

Nella voce *altre attività non correnti*, in diminuzione di 556 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 85 milioni di euro) vantato dalle società italiane di distribuzione a fronte dei meccanismi di perequazione;
- il *surplus* (pari a 97 milioni di euro) delle attività a servizio di taluni piani di benefici per i dipendenti di Endesa in Spagna e Brasile, rispetto alle relative passività attuariali (voce *Attività netta programmi del personale*)
- *altri crediti* per un importo pari a 506 milioni di euro (1.062 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Riguardo alle *attività correnti*, si evidenzia, invece, una riduzione pari a 572 milioni di euro (-1,6%), in conseguenza, prevalentemente, del decremento registratosi nelle *attività finanziarie correnti* e nei *crediti commerciali*, che è stato parzialmente compensato dagli incrementi delle *disponibilità liquide e mezzi equivalenti*.

I *crediti commerciali verso clienti* ammontano (al netto del relativo fondo di svalutazione, che a fine esercizio è pari complessivamente a 1.661 milioni di euro) a 11.570 milioni di euro, con un decremento di 935 milioni di euro rispetto al valore registrato al 31 dicembre 2010 (-7,5% circa).

Come si evince dalla tabella che segue, la diminuzione ha interessato tutte le Divisioni ad eccezione della Divisione 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 31.12.2011	Al 31.12.2010	Variazione
- Mercato	3.846	5.079	(1.233)
- Iberia e America Latina	3.676	3.707	(31)
- Generazione ed Energy - Management	2.315	1.682	633
- Infrastrutture e Reti	645	723	(78)
- Internazionale	490	497	(7)
- Energie Rinnovabili	338	399	(61)
- Altre	260	418	(158)
Totale	11.570	12.505	(935)

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	7.020
Scaduti:	
- da 0 a 6 mesi	2.618
- da 6 a 12 mesi	601
- da 12 a 24 mesi	559
- oltre 24 mesi	772
Totale al 31 dicembre 2011	11.570

La Corte prende atto di tale significativo abbattimento del valore dei crediti commerciali, che, nel confermare il *trend* già manifestatosi alla fine dello scorso esercizio,⁷³ testimonia il buon esito delle azioni poste in essere a tal fine,⁷⁴ quali sollecitate nelle precedenti relazioni.⁷⁵

Le movimentazioni del *Fondo svalutazione crediti* sono riportate nella tabella seguente, dalla quale si rileva che esso ha registrato un incremento netto di 312 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+23,1%) e che:

- l'accantonamento complessivo è stato pari a 519 milioni di euro (-27,6% rispetto all'omologo dato dell'esercizio 2010, pari a 717 milioni di euro);
- l'utilizzo complessivo si è attestato a 449 milioni di euro (+109,8% rispetto agli utilizzi effettuati nell'esercizio 2010 pari a 214 milioni di euro).

Movimentazione del Fondo Svalutazione crediti

(milioni di euro)

Totale al 31.12.2010	1.349
Accantonamenti	519
Utilizzi	(449)
Altri movimenti	242
Totale al 31.12.2011	1.661

⁷³ La diminuzione complessiva nel biennio 2009/2011 è pari, infatti, all'11%.

⁷⁴ Di cui viene fatto ampio cenno della relazione relativa all'esercizio 2010 (cit., cfr. paragrafo n. 6.3.1).

⁷⁵ Cfr. paragrafo n. 6.3.2 della Relazione, relativa all'esercizio 2008 (Deliberazione n. 25/2010, in Atti parlamentari XVI Legislatura, DOC. XV n. 79), paragrafo n. 6.3.1 della Relazione relativa all'esercizio 2009 (Deliberazione n. 16/2011 in Atti parlamentari XVI Legislatura, DOC. XV n. 79) e il paragrafo n. 6.3.1 della Relazione relativa all'esercizio 2010 (Deliberazione n. 24/2012 cit.).

Tra le *attività finanziarie correnti* (in diminuzione del 12,2%), assume rilievo la voce *Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine*, che accoglie, tra i più importanti, il credito finanziario relativo al *deficit* del sistema elettrico spagnolo per 5.379 milioni di euro (9.186 milioni di euro al 31 dicembre 2010); tale consistente variazione, risente essenzialmente degli incassi realizzati,⁷⁶ al netto dei nuovi crediti maturati nel 2011.

Altrettanto significativa è la voce *crediti tributari* (pari a 1.251 milioni di euro e anch'essa in diminuzione del 21,2%), nella quale sono compresi i crediti per imposte sul reddito (512 milioni di euro in confronto agli 819 milioni di euro risultanti al 31 dicembre 2010), per imposte indirette (406 milioni di euro, a fronte dei 446 milioni di euro del 2010) e per imposte erariali e addizionali (225 milioni di euro, contro i 211 milioni di euro dell'esercizio precedente).

Nel prospetto che segue è illustrato il quadro riassuntivo delle passività e del patrimonio netto.

⁷⁶ A seguito della decisione del Governo spagnolo di cedere i crediti vantati dalle imprese elettriche a tale titolo ad un apposito Fondo di cartolarizzazione.

(milioni euro)

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO: PASSIVITA' e PATRIMONIO NETTO			
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	2011	2010	2011/2010 %
Patrimonio netto del Gruppo			
- Capitale sociale	9.403	9.403	-
- Altre riserve	10.348	10.791	- 4,1
- Utili e perdite accumulati	15.831	14.345	+ 10,4
- Risultato netto dell'esercizio (1)	3.208	3.450	- 7,0
Totale Patrimonio netto del Gruppo	38.790	37.989	+ 2,1
Patrimonio netto di terzi	15.650	15.877	- 1,4
Totale Patrimonio netto	54.440	53.866	+ 1,1
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine (escluse quote correnti)	48.703	52.440	- 7,1
- Tfr e altri benefici ai dipendenti	3.000	3.069	- 2,2
- Fondo rischi e oneri	7.831	9.026	- 13,2
- Passività per imposte differite	11.505	11.336	+ 1,5
- Passività finanziarie non correnti	2.307	2.591	- 11,0
- Altre passività non correnti	1.313	1.244	+ 5,5
Totale Passività non correnti	74.659	79.706	- 6,3
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine	4.799	8.209	- 41,5
- Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	9.672	2.999	-
- Debiti commerciali	12.931	12.373	+ 4,5
- Debiti per imposte sul reddito	671	687	-2,3
- Passività finanziarie correnti	3.668	1.672	-
- Altre passività correnti	8.907	8.052	+ 10,6
Totale Passività correnti	40.648	33.992	+ 19,6
Passività destinate alla vendita	58	998	-94,2
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	169.805	168.562	+ 0,7

(1) Al netto degli acconti sul dividendo dell'esercizio medesimo, pari a complessivi 940 milioni di euro (stesso valore nel 2010).

Il *Patrimonio netto del Gruppo* ammonta a 38.790 milioni di euro (+2,1% rispetto al precedente esercizio), mentre il *Patrimonio netto complessivo* (compresi i terzi) è pari a 54.440 milioni di euro (+1,1% rispetto al 2010).

Non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio all'esame (così come nel 2010) *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 riferire⁷⁷ – a 9.403.357.795 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

⁷⁷ Cfr. *supra*, paragrafo n. 1.1, dove si è anche avuto modo di illustrare la titolarità delle più rilevanti partecipazioni azionarie.

Nella voce *Altre riserve*, pari a 10.348 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* (120 milioni di euro), la *Riserva da valutazione strumenti finanziari* (49 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* (15 milioni di euro).

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

- i *finanziamenti a lungo termine*, pari a 48.703 milioni di euro, diminuiscono del 7,1% 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).⁷⁸

- la voce *TFR e altri benefici ai dipendenti* è pari a 3.000 milioni di euro ed evidenzia un leggero decremento rispetto all'esercizio precedente, pari al 2,2%.⁷⁹

- il *Fondo rischi e oneri*, pari a 7.831 milioni di euro, registra un decremento, rispetto all'esercizio precedente, del 13,20%; in tale voce sono ricompresi, tra i più consistenti:

- il Fondo per *decommissioning* nucleare, pari a 2.946 milioni di euro, riferibile, per 2.513 milioni di euro, agli impianti V1 e V2 a Jaskovske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce⁸⁰ e, per 433 milioni di euro, agli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di *Enresa*, società pubblica spagnola;
- il Fondo smantellamento e ripristino impianti, pari a 538 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;

⁷⁸ Ove vengano computate anche tali quote, il valore dei finanziamenti a lungo termine sale a 58.375 milioni di euro, con un incremento, rispetto al corrispondente dato dell'esercizio precedente, del 5,3% (equivalente a 2.936 milioni di euro). Il 31% (39% al 31 dicembre 2010) 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 2011 risulta pari al 9% (14% al 31 dicembre 2010); 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 4% (7% al 31 dicembre 2010).

⁷⁹ 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, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata per uso domestico e ad altre prestazioni simili.

⁸⁰ Entrambe in Slovacchia; comprende il fondo per lo smaltimento delle scorie nucleari, del combustibile nucleare esausto e degli impianti nucleari.

- il Fondo contenzioso legale, pari a 846 milioni di euro, che è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso.⁸¹
- il Fondo oneri per incentivo all'esodo, pari a 1.548 milioni di euro, nel quale sono compresi gli oneri connessi alle risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative;
- la voce *passività per imposte differite*, pari a 11.505 milioni di euro (11.336 milioni di euro al 31 dicembre 2010), accoglie, da un lato, gli effetti fiscali correlati agli adeguamenti di valore delle attività acquisite nette 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;⁸²
- 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 2011, pari a 2.307 milioni di euro con un decremento, rispetto all'esercizio precedente, dell'11,0%.

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

- i *finanziamenti a breve termine*, pari a 4.799 milioni di euro, si decrementano di 3.410 milioni di euro rispetto al precedente esercizio; essi sono rappresentati, per lo più, da *commercial paper* le cui emissioni risultano ancora in essere al 31 dicembre 2011.⁸³ *commercial paper* emessi in divise diverse dall'euro sono interamente coperti dal rischio cambio mediante operazioni di *currency swap*);
- i *Debiti commerciali* ammontano a 12.931 milioni di euro (+4,5% rispetto al 31 dicembre 2010) 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 8.907 milioni di euro, con un incremento rispetto all'esercizio precedente del 10,6%, rilevano prevalentemente per:

⁸¹ Vi sono inclusi gli oneri stimati relativamente ai contenziosi sorti nell'esercizio, nonché le stime aggiornate in ordine a quelli insorti negli esercizi precedenti; altri fondi rischi e oneri futuri, per 1.604 milioni di euro, si riferiscono, principalmente, a controversie di carattere regolatorio e a contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura.

⁸² 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.

⁸³ Trattasi 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 Latinoamérica*) e di *Enersis*, per un importo di 3.309 milioni di euro, nonché del programma di *Pagàres* in capo a *Sociedad Térmica Portuguesa SA*, per un importo di 45 milioni di euro; le emissioni riferite ai suddetti programmi sono pari, al 31 dicembre 2011, a 3.204 milioni di euro, dei quali 2.016 milioni di euro in capo a *Enel Finance International NV*.

- i *Debiti diversi verso clienti*, che includono, a loro volta, i depositi cauzionali (per 1.049 milioni di euro) relativi a importi ricevuti dai clienti in forza dei contratti di somministrazione dell'energia elettrica e del gas;
- i *Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati*, pari a 2.782 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;
- gli *Altri Debiti*, per 2.116 milioni di euro.

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)

	Utile	Patrimonio netto al	Conto economico	Patrimonio netto al
	31.12.2011		31.12.2010	31.12.2010
Valori civilistici Enel S.p.A.	2.467	24.190	3.117	24.516
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	28	-77.011	17	-77.149
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	5.289	76.032	6.864	74.794
Differenze di consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	-	15.539	-426	15.593
Dividendi infragruppo	-3.762	-	-4.406	-
Eliminazione degli utili complessivi infragruppo non realizzati al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	126	220	-776	235
TOTALE DI GRUPPO	4.148	38.790	4.390	37.989
TOTALE TERZI	1.210	15.650	1.283	15.877
BILANCIO CONSOLIDATO	5.358	54.440	5.673	53.866

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 11.366 milioni di euro, si incrementa di 108 milioni di euro (+1,0% rispetto all'anno 2010), ed è determinato dalla differenza ricavi/costi, a cui vanno aggiunti i *proventi netti da gestione rischio commodity* (272 milioni di euro).

I ricavi, pari a 79.514 milioni di euro, presentano un incremento dell' 8,4% rispetto al precedente esercizio, mentre i costi, pari a 68.420 milioni di euro, aumentano del 9,6%.

Il *risultato prima delle imposte*, pari a 8.438 milioni di euro, aumenta di 364 milioni di euro (+4,5% rispetto all'esercizio precedente), grazie all'incremento dei *proventi finanziari* (+117 milioni di euro pari a +4,5%) e al decremento degli *oneri finanziari* (-57 milioni di euro pari al -1,0%).

Le *imposte* ammontano a 3.080 milioni di euro (in aumento del +28,3% rispetto all'esercizio precedente) e presentano un'incidenza del 36,5% sul risultato ante imposte, a fronte di un'incidenza del 29,7% nell'esercizio precedente.

Tale aumento risente dell'adeguamento della fiscalità corrente e differita, rilevata a seguito della modifica intervenuta alla disciplina della c.d. *Robin Hood Tax*.⁸⁴

Il *Risultato netto (Gruppo e terzi)* diminuisce del 5,6% ed è pari a 5.358 milioni di euro, mentre quello di pertinenza del Gruppo, pari a 4.148 milioni di euro, si decrementa del 5,5%.

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

⁸⁴ 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 dall'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)*

	2011	2010	2011/2010 %
Ricavi			
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	77.573	71.943	7,8%
- Altri ricavi	1.941	1.434	35,4%
Totale ricavi	79.514	73.377	8,4%
Costi			
- Materie prime e materiali di consumo	42.901	36.457	17,7%
- Servizi	14.440	13.628	6,0%
- Costo del personale	4.296	4.907	-12,5%
- Ammortamenti e perdite di valore	6.351	6.222	2,1%
- Altri costi operativi	2.143	2.950	-27,4%
- Costi per lavori interni capitalizzati	-1.711	-1.765	-3,1%
Totale costi	68.420	62.399	9,6%
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity	272	280	-2,9%
Risultato operativo	11.366	11.258	1,0%
Proventi finanziari	2.693	2.576	4,5%
Oneri finanziari	5.717	5.774	-1,0%
Quota dei Proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patr. Netto	96	14	-
Risultato prima delle imposte	8.438	8.074	4,5%
Imposte	3.080	2.401	28,3%
Risultato delle <i>continuing operations</i>	5.358	5.673	-5,6%
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	
Risultato netto (Gruppo e terzi)	5.358	5.673	-5,6%
Quota di pertinenza di terzi	1.210	1.283	-5,7%
Quota di pertinenza del Gruppo	4.148	4.390	-5,5%

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

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni*, per un ammontare di 77.573 milioni di euro, includono:

- i *ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati*, che ammontano a 68.308 milioni di euro (+4.263 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010, pari al +6,7%); tale incremento è da ricondurre, prevalentemente, ai seguenti fattori:

- aumento di 125 milioni di euro dei ricavi di vendita di energia elettrica, da riferire ai maggiori ricavi conseguiti sui mercati liberi che hanno più che compensato la diminuzione sui mercati regolamentati;⁸⁵
 - incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 2.013 milioni di euro;
 - aumento dei ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 1.861 milioni di euro;
 - decremento dei ricavi da trasporto di energia elettrica per 412 milioni di euro;
 - incremento dei ricavi per contributi ricevuti dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico e dagli organismi assimilati per 676 milioni di euro;⁸⁶
- i *ricavi per vendite e trasporto di gas ai clienti finali*, che ammontano a 3.624 milioni di euro con un incremento di 50 milioni di euro (+1,4%) rispetto al precedente esercizio;⁸⁷
- i *ricavi da vendita di combustibili*, che ammontano a 994 milioni di euro con un incremento di 545 milioni di euro;⁸⁸
- i *contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas*, pari a 1.422 milioni di euro, che sono sostanzialmente in linea con il dato dell'esercizio precedente (1.429 milioni di euro);
- i *ricavi per lavori in corso su ordinazione*, che ammontano complessivamente a 53 milioni di euro, con un decremento di 117 milioni di euro;
- le *altre vendite e prestazioni*, che sono pari a 3.172 milioni di euro e registrano un aumento di 896 milioni rispetto all'esercizio precedente.

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

⁸⁵ Nello specifico, l'incremento delle quantità di energia elettrica venduta ai clienti finali in America Latina, Russia e Francia ha più che compensato la riduzione delle vendite sul mercato italiano.

⁸⁶ Da riferire essenzialmente ai maggiori ricavi realizzati relativamente alla generazione nell'area extra peninsulare spagnola.

⁸⁷ Tale incremento risente dei maggiori prezzi medi di vendita, che hanno più che compensato il decremento delle quantità vendute rispetto all'esercizio precedente, a causa dei più bassi consumi conseguenti alla congiuntura economica nazionale.

⁸⁸ Tale variazione è sostanzialmente connessa alle maggiori quantità vendute.

(milioni di euro)

PROVENIENZA GEOGRAFICA DEI RICAVI DELLE VENDITE E DELLE PRESTAZIONI	2011		2010	
	Importo	%	Importo	%
Italia	30.678	39,5	30.767	42,8
Europa – UE	33.552	43,3	28.607	39,8
Europa – Extra UE	2.846	3,7	2.471	3,4
America	10.338	13,3	9.907	13,7
Altre	159	0,2	191	0,3
Totale	77.573	100,0	71.943	100,0

Gli *altri ricavi* ammontano a 1.941 milioni di euro e sono in aumento rispetto all'esercizio precedente di 507 milioni di euro (+35,4%).

Essi riguardano i contributi a preventivo ed altri contributi dovuti dagli utenti, i rimborsi vari, le plusvalenze da cessione di attività e da alienazione di attività materiali, nonché i premi per continuità del servizio ed altri ricavi di vario genere.

L'incremento è dovuto principalmente all'adeguamento del valore corrente delle attività e passività di pertinenza del Gruppo a seguito della perdita e/o dell'acquisizione del pieno controllo di alcune società.⁸⁹

Quanto ai *costi*, va evidenziato che essi ammontano a 68.420 milioni di euro e presentano – come detto – un incremento, rispetto al precedente esercizio, di 6.021 milioni di euro (+9,6%).

In particolare, essi si riferiscono a:

- *materie prime e materiali di consumo*, per 42.901 milioni di euro, con un incremento di 6.444 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+17,7%);⁹⁰
- *servizi*, per 14.440 milioni di euro, con un incremento di 812 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+6,0%);⁹¹
- *costo del personale*, che subisce un decremento di 611 milioni di euro, attestandosi a 4.296 milioni di euro;⁹²

⁸⁹ Trattasi, nello specifico, della perdita del controllo di Hydro Dolomiti Enel (237 milioni di euro) e dell'acquisizione del controllo totale di *Enel Union Fenosa Renovables* (76 milioni di euro), di *Sociedad Eolica de Andalucia* (23 milioni di euro) e di *TP – Sociedade Termica Portuguesa* (22 milioni di euro).

⁹⁰ 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 6.096 milioni di euro (6.066 milioni di euro nel 2010) e dal Gestore dei Mercati Energetici per 6.950 milioni di euro (3.347 milioni di euro nel 2010); i costi per gli acquisti di combustibili e gas, anch'essi inclusi in tale voce, si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 5.328 milioni di euro (4.844 milioni di euro nel 2010) e agli acquisti di altri combustibili per 6.128 milioni di euro (4.578 milioni di euro nel 2010).

⁹¹ Tale voce include la contribuzione di Endesa per 8.927 milioni (8.207 milioni di euro nel 2010).

⁹² La variazione è essenzialmente imputabile alla contrazione dell'organico medio (- 4,6% circa), per effetto della riduzione di perimetro connessa alle cessioni avvenute nell'anno (cfr. *supra*, paragrafo n. 3).

- *ammortamenti e perdite di valore*, pari a 6.351 milioni di euro, con un incremento di 129 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+2,1%);⁹³
- *altri costi operativi*, pari a 2.143 milioni di euro, che presentano un decremento di 807 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (-27,4%);⁹⁴
- *costi per lavori interni capitalizzati*, pari 1.711 milioni di euro, che si riferiscono, per 748 milioni di euro, ai costi del personale e, per 963 milioni di euro, ai costi per materiali (rispettivamente, 708 milioni di euro e 1.057 milioni di euro nell'esercizio 2010).

I *proventi netti da gestione rischio commodity* ammontano a 272 milioni di euro e si riferiscono, per 160 milioni di euro, a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio e, per 112 milioni di euro, a proventi netti da valutazione dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2011.

I *proventi finanziari*, pari a 2.693 milioni di euro, si incrementano di 117 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, per effetto, principalmente, della riscossione di interessi di mora a seguito del positivo esito di un contenzioso in Spagna in materia fiscale.

Gli *oneri finanziari*, pari a 5.717 milioni di euro, diminuiscono di 57 milioni di euro rispetto al 2010, in dipendenza della riduzione delle *Differenze negative cambio* (che hanno risentito degli effetti favorevoli relativi all'andamento dei cambi sull'indebitamento espresso in valuta diversa dall'euro), che ha controbilanciato l'incremento degli *Interessi e altri oneri su debiti finanziari*, conseguente alla crescita generale dei tassi di interesse.

Le *imposte* dell'esercizio ammontano a 3.080 milioni di euro con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 36,5% a fronte di un'incidenza del 29,7% nell'esercizio 2010.⁹⁵

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

⁹³ La voce include la svalutazione dei crediti commerciali per 519 milioni di euro, l'adeguamento del valore rilevato sull'avviamento di *Endesa Ireland* per 105 milioni di euro, nonché il già richiamato *impairment* rilevato sul valore delle reti di distribuzione elettrica in Argentina per 153 milioni di euro e quello sugli avviamenti di *Enel Green Power Hellas* per 70 milioni di euro e di *Marcinelle Energie* per 26 milioni di euro.

⁹⁴ Tali costi riguardano, in particolare, gli accantonamenti per rischi ed oneri diversi (70 milioni di euro), le imposte e tasse (1.146 milioni di euro), altri costi (772 milioni di euro) e gli oneri per acquisto di certificati verdi (155 milioni di euro).

⁹⁵ Le imposte dell'esercizio stimate con riguardo alle società estere sono pari a 924 milioni di euro (804 milioni di euro nel 2010).

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 *marginale operativo lordo (EBITDA)* si incrementa di 237 milioni di euro (+1,4%);
- il *risultato operativo (EBIT)*, si incrementa dell'1% rispetto al 2010 ed è sostanzialmente in linea con il Margine Operativo Lordo;
- il *risultato prima delle imposte (EBT)* si incrementa di 364 milioni di euro (+4,5%), per effetto, essenzialmente, dell'incremento dei *proventi finanziari netti*;
- il risultato delle *continuing operations*, al netto delle relative imposte di competenza, evidenzia una diminuzione pari a 315 milioni di euro (-5,6%).

RISULTATI OPERATIVI

(milioni di euro)

	2011	2010	2011/2010 %
- Ricavi	79.514	73.377	8,4%
- Costi	62.069	56.177	10,5%
- Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	272	280	-2,9%
Margine operativo lordo (EBITDA)	17.717	17.480	1,4%
- Ammortamenti e accantonamenti	6.351	6.222	2,1%
Risultato operativo (EBIT)	11.366	11.258	1,0%
- Proventi finanziari	2.693	2.576	4,5%
- Oneri finanziari	5.717	5.774	-1,0%
Totale proventi/oneri finanziari	-3.024	-3.198	-5,4%
- Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	96	14	-
Risultato prima delle imposte (EBT)	8.438	8.074	4,5%
- Imposte	3.080	2.401	28,3%
Risultato delle continuing operations	5.358	5.673	-5,6%
Risultato delle discontinued operations	-	-	-
Risultato netto (Gruppo e terzi)	5.358	5.673	-5,6%
- (Utili)/Perdite di pertinenza di terzi	1.210	1.283	- 5,7%
Risultato netto del Gruppo	4.148	4.390	-5,5%

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'									
	2011			2010 (*)			2011/2010 %		
	Ricavi	MOL	Risultato Operativo	Ricavi	MOL	Risultato Operativo	Ricavi	MOL	Risultato Operativo
- Mercato	17.731	561	141	18.697	483	58	-5,2%	16,1%	-
- Generazione ed Energy Management	23.146	2.182	1.590	17.540	2.392	1.832	32,0%	-8,8%	-13,2%
- Ingegneria ed Innovazione	397	12	9	608	14	10	34,7%	14,3%	-10,0%
- Infrastrutture e reti Italia	7.460	4.285	3.347	7.427	3.813	2.911	0,4%	12,4%	15,0%
- Iberia ed America latina	32.647	7.251	4.057	31.263	7.896	4.643	4,4%	-8,2%	-12,6%
- Internazionale	7.715	1.642	1.062	6.360	1.520	903	21,3%	8,0%	17,6%
- Energie Rinnovabili	2.539	1.585	1.080	2.179	1.310	966	16,5%	21,0%	11,8%
- Capogruppo	762	-38	-52	679	-68	-75	12,2%	44,1%	-30,7%
- Servizi e altre Attività	1.356	237	132	1.133	136	26	19,7%	74,3%	-
- Elisioni e rettifiche	14.239	-	-	-12.509	-16	-16	13,8%	-	-
TOTALE GRUPPO	79.514	17.717	11.366	73.377	17.480	11.258	8,4%	1,4%	1,0%

(*) Dati riclassificati

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

(milioni di euro)

RICAVI PER TIPOLOGIA			
	2011	2010	2011/2010 %
- Vendita e trasporto di e.e. e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	68.308	64.045	6,7%
- Vendite e trasporto di gas ai clienti finali	3.624	3.574	1,4%
- Plusvalenze da cessione attività	71	127	-44,1%
- Altri servizi, vendite e proventi diversi	7.511	5.631	33,4%
Totale ricavi	79.514	73.377	8,4%

(milioni di euro)

COSTI OPERATIVI PER TIPOLOGIA			
	2011	2010	2011/2010 %
- Acquisto di energia elettrica	29.045	24.714	17,5%
- Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	7.879	6.892	14,3%
- Combustibili per trading e gas per vendita ai clienti finali	3.722	2.655	40,2%
- Materiali	2.400	2.321	3,4%
- Costo del personale	4.296	4.907	-12,5%
- Servizi e godimento beni di terzi	14.295	13.503	5,9%
- Altri costi operativi	2.143	2.950	-27,4%
- Costi capitalizzati	-1.711	-1.765	-3,1%
Totale costi operativi	62.069	56.177	10,5%

8.5.2 - La gestione patrimoniale

La tabella sottoriportata evidenzia un leggero aumento (+0,6%) del rapporto di copertura del fabbisogno di capitali ("*capitale investito netto*"): esso risulta, infatti, costituito per il 55,0% dal *patrimonio netto* (54,4%, nel 2010) e per il restante 45,0% (rispetto al 45,6% del 2010) dall'*indebitamento finanziario netto*; quest'ultimo, a sua volta, ha un'incidenza sul *patrimonio netto complessivo* pari allo 0,82% (0.83%, nel 2010).

(milioni di euro)

SINTESI DELLA STRUTTURA PATRIMONIALE			
	2011	2010 (*)	2011/2010 %
- Attività immobilizzate nette	120.632	118.368	1,9%
- Capitale circolante netto	-5.561	-2.784	99,7%
Capitale investito lordo	115.071	115.584	-0,4%
- Fondi diversi	-16.325	-17.414	-6,3%
-Attività nette destinate alla vendita	323	620	-47,9%
Capitale investito netto	99.069	98.790	0,3%
- Patrimonio netto del Gruppo	38.790	37.989	2,1%
- Patrimonio netto di terzi	15.650	15.877	-1,4%
Patrimonio netto complessivo	54.440	53.866	1,1%
- Indebitamento finanziario netto	44.629	44.924	-0,7%
Totale	99.069	98.790	0,3%

(*) Dati riclassificati

8.5.3 - La gestione finanziaria

I flussi finanziari dell'esercizio 2011 - come emerge dalla tabella riportata nella pagina successiva - evidenziano il seguente andamento rispetto al precedente esercizio:

- il *cash flow da attività operativa* è positivo per 11.713 milioni di euro ed è sostanzialmente in linea con il dato dell'esercizio precedente;
- il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* ha assorbito liquidità per 7.400 milioni di euro, a fronte dei 4.910 milioni impiegati nel 2010; in particolare:
 - gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 7.589 milioni di euro, si incrementano di 402 milioni di euro;
 - gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 153 milioni di euro;⁹⁶
 - le operazioni di cessione di imprese o rami di imprese al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato un flusso di 165 milioni di euro;⁹⁷
- il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito liquidità per complessivi 2.509 milioni di euro, contro i 5.976 milioni di euro dell'esercizio precedente (il flusso del 2011 ha risentito principalmente del fabbisogno connesso al pagamento dei dividendi per 3.517 milioni di euro, che è stato in parte compensato della variazione dei debiti finanziari per 1.059 milioni di euro).⁹⁸

⁹⁶ Esse si riferiscono, principalmente, all'acquisizione di ulteriori quote di interessenza nelle controllate brasiliane *Ampla Energia e Servicios*, *Ampla Investimentos e Servicios* e *Elétrica Cabo Blanco*, nonché nella controllata spagnola *Sociedad Eólica de Andalucía* e nella portoghese *Sociedade Termica Portuguesa*, che hanno consentito di acquisire il pieno controllo delle stesse.

⁹⁷ Esse riguardano, essenzialmente, le cessioni delle controllate *CAM* e *Synapsis* in America Latina, *Enel Maritza East 3* e *Enel Operation Bulgaria* (con le relative *holding* di controllo) in Est Europa e *Explotaciones Eolicas de Aldehuelas* in Spagna, nonché del 51% del capitale di Deval S.p.A. e di Vallenergie S.p.A., in Italia.

⁹⁸ Nell'esercizio 2010 il flusso aveva beneficiato degli effetti positivi derivanti dalla cessione (senza perdita del controllo) del 30,8% delle azioni di Enel Green Power, che erano stati compensati dalla variazione dei debiti finanziari netti e dal pagamento dei dividendi. (cfr. *supra* paragrafo 7.1).

(milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE FINANZIARIA			
	2011	2010	2011/2010 %
- Liquidità generata da gestione corrente (cash flow operativo)	11.713	11.725	-0,1%
- Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	-7.400	-4.910	50,7%
- Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	-2.509	-5.976	-58,0%
- Effetto variazione cambi su disponibilità e mezzi equivalenti	-74	214	-134,6%
- Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.730	1.053	64,3%
- Disponibilità liquide iniziali	5.342	4.289	24,6%

L'*indebitamento finanziario netto* si è attestato a 44.629 milioni di euro, con una lieve diminuzione rispetto a quello rilevato al 31 dicembre 2010 (-295 milioni di euro).

L'*indebitamento finanziario netto a lungo termine* registra una diminuzione di 4.746 milioni di euro, quale saldo del decremento dell'*indebitamento* a lungo termine di 3.737 milioni di euro e dell'aumento dei crediti finanziari a lungo termine di 1.009 milioni di euro.

In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 9.918 milioni di euro, evidenziano una riduzione pari a 5.666 milioni di euro.

L'*indebitamento finanziario netto a breve termine*, assomma ad una posizione creditoria netta di 498 milioni di euro e si incrementa di 4.451 milioni di euro rispetto a fine 2010, quale risultante dell'aumento dei debiti bancari a breve termine per 6.552 milioni di euro, della riduzione dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 3.289 milioni di euro e delle minori disponibilità liquide e di crediti finanziari a breve per 1.188 milioni di euro.

Nei debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 6.689 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper*, in capo a *Enel Finance International NV*, *Internacional Endesa*, *Endesa Capital* e *Sociedade Termica Portuguesa* per 3.204 milioni di euro, nonché le obbligazioni a scadenza entro i 12 mesi successivi per 2.473 milioni di euro.

(milioni di euro)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO COMPLESSIVO			
	2011	2010	Var. % 2011/2010
A - Indebitamento netto a lungo termine	45.127	49.873	-9,5%
B - Indebitamento a breve termine	14.471	11.208	29,1%
C - Crediti finanziari e disponibilità liquide	-14.969	-16.157	-7,4%
D - Indebitamento netto a breve termine	-498	-4.949	-89,9%
Netto complessivo (A+D)	44.629	44.924	-0,7%

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 92,4% dell'indebitamento lordo.

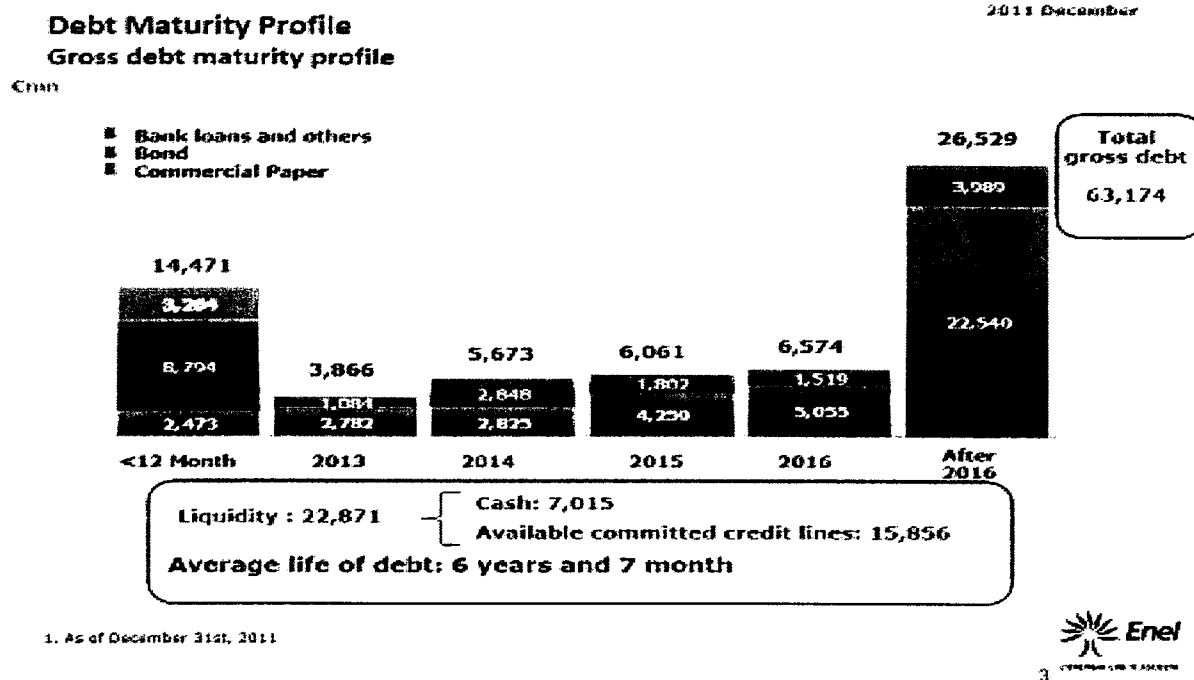
Il confronto tra gli esercizi 2011 e 2010 evidenzia una diminuzione dello 0,7%, quale risultante del decremento del 41,5% dei finanziamenti a breve verso il sistema bancario che ha più che compensato l'incremento del 5,3% delle obbligazioni e dei finanziamenti bancari a lungo termine.

(milioni di euro)

INDEBITAMENTO VERSO BANCHE E MERCATO OBBLIGAZIONARIO (DEBITO LORDO)			
	2011	2010	2011/10 %
- obbligazioni <i>preference share</i> e finanziamenti bancari e non bancari a lungo termine (inclusivi delle quote a breve termine)	58.375	55.439	+5,3
- finanziamento a breve termine v/s sistema bancario ed emissione <i>commercial paper</i>	4.799	8.209	-41,5
Totale	63.174	63.648	-0,7

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.⁹⁹

⁹⁹ Fonte Enel (in lingua inglese).



In un contesto macroeconomico contraddistinto da un generale peggioramento nelle condizioni di *funding* nel mercato dei capitali e del credito – la Società 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.

Nel corso dell'esercizio all'esame, infatti, Enel S.p.A. – come si è avuto modo di anticipare già nella precedente Relazione - ha emesso obbligazioni per un ammontare complessivo pari a 5,2 miliardi di euro ad un tasso medio in linea con il costo medio ponderato dell'indebitamento di Gruppo, così riducendo sensibilmente l'incidenza negativa del generale peggioramento dei mercati sul costo di *funding* del Gruppo.¹⁰⁰

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.

¹⁰⁰ Particolarmente significativa è stata in tal senso l'ultima operazione, portata sul mercato obbligazionario nel mese di ottobre 2011: cfr. Relazione relativa all'esercizio 2010, cit., paragrafo n. 6.3.3.

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

Le suddette operazioni di provvista, unitamente all'incasso da parte di Endesa di un'ulteriore quota del credito derivante dal deficit tariffario spagnolo (pari a circa 1,7 miliardi di euro) ed all'incasso di 270 milioni di euro, a fronte della cessione della partecipazione del 5,1% del capitale di T.E.R.NA., ha consentito al Gruppo, in un momento di elevata incertezza dei mercati finanziari, di garantire la copertura del profilo delle scadenze debitorie fino al 2014.

All'esito delle soprarichiamate operazioni di finanziamento e dei flussi di cassa generati dalla gestione operativa, l'indebitamento finanziario netto ha registrato un leggero miglioramento (che si aggiunge a quello già intervenuto nel 2010), attestandosi – come si è riferito in questo stesso paragrafo – a 44.629 milioni di euro e, quindi, al di sotto del livello indicato nel piano industriale (45 miliardi di euro).

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).¹⁰¹

¹⁰¹ Al riguardo, merita di essere segnalato che il bilancio relativo all'esercizio 2012, approvato dal Consiglio di Amministrazione nella seduta del 12 marzo 2013, evidenzia un'ulteriore riduzione della posizione finanziaria netta, attestatasi alla fine di tale esercizio a 42.948 milioni di euro (-3,76%) – Cfr. anche il paragrafo successivo.

9. – L'andamento della gestione del Gruppo Enel nel 2012 – Cenno ai principali risultati operativi finali

Al fine di fornire dati più recenti, si riportano quelli contenuti nella Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Enel al 30 giugno 2012 e nel Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2012, approvati dal Consiglio di Amministrazione, rispettivamente, il 2 agosto 2012 e il 13 novembre 2012; si riportano, altresì, i principali risultati operativi comunicati al mercato e agli analisti finanziari a seguito dell'approvazione dei documenti di bilancio da parte del Consiglio di Amministrazione nella seduta del 12 marzo 2013.

1 - I ricavi evidenziavano, al 30 giugno 2012, un incremento del 6,0% (40.692 milioni di euro) rispetto al 30 giugno 2011, riferibile, principalmente, all'incremento dei ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica ai clienti finali, alla crescita dei ricavi da vendite all'ingrosso di energia elettrica e all'aumento dei ricavi da vendita e trasporto di gas naturale; in estrema sintesi, le maggiori quantità di energia elettrica vendute in Francia, Russia, Romania e America Latina, associate alla crescita dei prezzi medi di vendita, hanno più che compensato la riduzione delle vendite negli altri Paesi in cui il Gruppo opera; al 30 settembre 2012 la percentuale di incremento rispetto al corrispondente periodo del 2011 è salita al 7,7% (61.899 milioni di euro) per effetto, oltre che dei ricavi sopra elencati, degli effetti di alcune partite regolatorie positive, connesse al diverso meccanismo di rimborso degli oneri sostenuti a seguito della soppressione del Fondo Pensione Elettrici, nonché dei proventi, per 435 milioni di euro derivanti dalla cessione di partecipazioni (7 milioni nei primi nove mesi del 2010) e dalla rimisurazione a *fair value* delle attività e passività di talune società per le quali, nel corso del periodo, si sono modificati i requisiti di controllo; alla fine dell'esercizio essi si sono attestati a 84.889 milioni di euro (+ 6,8% rispetto al 2011).

2 – I costi al 30 giugno 2012 ammontavano a 32.506 milioni di euro, con un incremento del 9,9% rispetto al 30 giugno 2011, riferibile sostanzialmente ai maggiori acquisti di energia elettrica mediante contratti bilaterali, all'incremento dei costi per consumo di combustibili correlato a prezzi medi di approvvigionamento più elevati, nonché ai maggiori vettoriamenti passivi di energia elettrica conseguenti all'aumento delle tariffe di trasporto; al 30 settembre 2012 la percentuale di aumento rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente si è attestata all'11%, incrementandosi leggermente alla data del 31 dicembre 2012.

3– Il margine operativo lordo (*EBITDA*) era pari al 30 giugno 2012 a 8.282 milioni di

euro, con un decremento del 7,2% rispetto al 30 giugno 2011, conseguente sia alla riduzione del margine di generazione di energia elettrica Italia, sia alla presenza nel primo semestre del 2011 di proventi da cessione di partecipazioni e da rimisurazione al *fair value*; al 30 settembre 2012 la flessione dell'*EBITDA* rispetto al valore registrato alla medesima data dell'anno precedente si è ridotta al 3,9% (€ 12.761 milioni di euro, con una contrazione di 523 milioni di euro); il dato finale si è attestato a 16.738 milioni di euro con un decremento del 4,9% rispetto al risultato del 2011.

4 - Il risultato operativo (*EBIT*), che alla data del 30 giugno 2012 era pari a 5.341 milioni di euro, con un decremento del 12,0% rispetto al 30 giugno 2011 (in dipendenza, essenzialmente, di maggiori ammortamenti e di sopravvenute perdite di valore) al 30 settembre 2012 assommava a 8.200 milioni di euro, registrando così una minore flessione del 9% rispetto all'omologo risultato del 2011; alla fine dell'esercizio l'*EBIT* si è attestato, per effetto di alcune importanti azioni di svalutazione a seguito delle operazioni di *impairment test*, a 7.735 milioni di euro (-31,4%); al netto di tali svalutazioni, esso assomma, invece, a 10.319 milioni di euro (-8,5%).

5 - il risultato netto del Gruppo (utile netto), era pari al 30 giugno 2012 a 1.821 milioni di euro, evidenziando un sensibile decremento del 28,6% rispetto alla situazione al 30 giugno 2011; alla determinazione di tale risultato hanno concorso, in modo particolare, gli effetti dell'applicazione sui risultati del periodo della c.d. *Robin Hood Tax*, introdotta in Italia nel secondo semestre 2011, nonché la rilevazione, nello stesso periodo del 2011, dei proventi derivanti dalla cessione di partecipazioni e dalla rimisurazione al *fair value* delle attività e passività di talune società (tali effetti negativi sono stati solo parzialmente compensati dalla plusvalenza derivante dalla cessione della quota del 5,1% del capitale sociale di Terna, inclusa nei proventi finanziari del periodo per 185 milioni di euro, unitamente al regime fiscale di sostanziale esenzione a cui è soggetta); anche tale dato è migliorato alla data del 30 settembre 2012, attestandosi a 2.808 milioni di euro (-19,6% rispetto al dato registrato al 30 settembre 2011); al 31 dicembre 2012 il risultato netto di Gruppo (ivi compreso quello di pertinenza di terzi) è ammontato a 2.075 milioni di euro (-61%).

6 - Il capitale investito netto ammontava al 30 giugno 2012 a 102.203 milioni di euro (99.829 milioni di euro al 31.12.2011) e risultava coperto, quanto a 54.631 milioni di euro, dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi e quanto a 47.752 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto; il dato è risultato sostanzialmente invariato al 30 settembre 2012 (102.309 milioni di euro); al 31 dicembre 2011 il suo valore è invece sceso a 96.106 milioni di euro.

7 - L'indebitamento finanziario netto ammontava, al 30 giugno 2012, a 47.752 milioni

di euro, in aumento di 2.943 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011 (44.629 milioni di euro); in prosieguo esso è progressivamente sceso, attestandosi a 46.456 milioni di euro (+1.827 milioni di euro), al 30 settembre 2012, e a 42.948 milioni di euro (-3,76%), al 31 dicembre 2012.¹⁰²

8 - Gli investimenti erano pari, al 30 giugno 2012, a 2.762 milioni di euro, registrando un decremento di 84 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2011 (i minori investimenti hanno riguardato le divisioni Iberia e America Latina, Internazionale ed Energie Rinnovabili); la contrazione si è accentuata alla data del 30 settembre 2012, rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (- 288 milioni di euro pari al -6,2%) attestandosi definitivamente, al 31.12.2012, a 7.075 milioni di euro (-5,5%)

9 - Le imposte erano stimate al 30 giugno 2012 in 1.493 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 38,4%, a fronte di una incidenza del 32,5% del primo semestre 2011; al 30 settembre 2012 il loro valore è salito a 2.310 milioni di euro (38,8% del risultato prima delle imposte rispetto al 33,8% del 30 settembre 2011, incrementandosi ulteriormente, al 31 dicembre 2012.

10 - L'energia elettrica richiesta in Italia risultava, nel primo semestre 2012, in diminuzione (pari al -2,8%) rispetto al primo semestre dell'anno 2011, attestandosi a 160,8 TWh; il *trend* è rimasto negativo anche con riferimento ai primi nove mesi dell'anno, ancorché con una percentuale di riduzione lievemente più contenuta rispetto al corrispondente periodo del 2011 (-2,3%); analogo andamento negativo ha registrato la domanda di gas in Italia, avendo registrato una flessione del 2,4% nel primo semestre 2012 ed una leggermente maggiore (-2,7%) con riferimento al terzo trimestre dello stesso anno, rispetto ai corrispondenti periodi del 2011.

11 - - La produzione netta di energia elettrica del Gruppo nel primo semestre del 2012 era pari a 148,7 TWh (in aumento del 3% rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente), per effetto di una maggiore produzione realizzata all'estero, in parte compensata da un decremento della stessa sul territorio italiano; con riferimento ai primi nove mesi dello stesso anno, la produzione netta di energia elettrica ammontava a 225,1 TWh (+2,6% rispetto al corrispondente periodo del 2011): tale risultato, in linea con quello illustrato nella relazione semestrale, è anch'esso correlato ad una maggiore produzione all'estero, che ha più che compensato la minor generazione in Italia.¹⁰³

¹⁰² Cfr. nota precedente.

¹⁰³ Sui dati finali della produzione e della domanda di energia elettrica al 31 dicembre 2012, si riferirà più diffusamente nella prossima relazione.

10. - Conclusioni

10.1 - Nel corso del 2011, Enel S.p.A., ha consolidato la sua dimensione prevalentemente internazionale.

Il Gruppo Enel è, infatti, presente, attraverso circa 750 società controllate e partecipate, in 40 Paesi di 4 continenti, gestisce impianti per 97 GW di capacità installata, che hanno generato nel 2011 circa 294 TWh di energia elettrica in favore di oltre 61 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 2011, di 79 TWh e circa 32 milioni di clienti, e al secondo posto nel mercato del gas.

10.2 - In considerazione di tale suo carattere multinazionale, Enel S.p.A. si è dotata, a partire dal 2012, di una nuova struttura organizzativa (il cd. 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*.

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.

10.3 - Gli organi sociali hanno operato con regolarità e in un produttivo clima collaborativo.

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 la 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 del Sindacale hanno partecipato 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.

10.4 - Quanto ai compensi dei vertici societari, è da evidenziare che nel 2011 il *Presidente* del Consiglio di Amministrazione, nominato dall'Assemblea del 30 aprile 2011, ha maturato un emolumento complessivo di euro 923.000, mentre quello in carica sino a tale data ha maturato un compenso complessivo di euro 723.333.

L'*Amministratore Delegato (e Direttore Generale)* - che ha, invece, ricoperto tali incarichi per l'intero anno, in quanto gli stessi sono stati confermati per il triennio 2011/2013 nei confronti dello stesso amministratore che li aveva svolti in quello precedente - ha maturato nell'anno 2011 un emolumento complessivo di euro 4.314.455.

Ai Consiglieri non esecutivi in carica nel 2011, facenti parte dei due Consigli di Amministrazione che si sono succeduti nell'anno, sono stati corrisposti emolumenti per complessivi euro 936.671.

10.5 - La consistenza del personale dipendente, al 31 dicembre 2011, era pari a 75.360 unità.

Il decremento, rispetto al 31 dicembre 2010, è stato di 2.953 unità (pari al -3,77 %) dovuto, 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, le cessazioni consensuali dal servizio per gli esodi incentivati, essendosi concluso il relativo programma, con il conseguente rilascio a fine anno del relativo fondo, a suo tempo istituito.

Il costo complessivo del personale del Gruppo è stato pari a 4.296 milioni di euro, riportando una discreta flessione rispetto all'esercizio precedente (-12%).

E' calato conseguentemente (-8,3%) anche il costo unitario medio totale.

10.6 – 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 parametro 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.

Al riguardo, la Corte, pur consapevole dell'importanza che rivestono i sistemi di incentivazione del *management* al fine del conseguimento degli obiettivi fissati nel piano industriale, deve, nondimeno, raccomandare, in considerazione del perdurare della crisi economico-finanziaria e dei conseguenti riflessi negativi sui risultati operativi, un'attenta verifica dei relativi costi in rapporto alle disponibilità di bilancio, al fine di un'eventuale contenimento del *budget* complessivo destinato alla parte variabile della retribuzione, ivi compresa quella relativa agli amministratori esecutivi, in linea, peraltro, con l'invito ad "...*adottare comunque politiche ispirate al massimo rigore e al contenimento nella determinazione della remunerazione...*", formulato nell'Assemblea del 30 aprile 2012 dal rappresentante del Ministero dell'Economia e delle Finanze in sede di approvazione della relazione sulla remunerazione.

Merita, tuttavia, di essere segnalato che di recente sono già state attuate alcune significative misure in tal senso, con decorrenza dall'esercizio 2013.

10.7 – Nell'esercizio 2011 è migliorato il dato sulla sicurezza del lavoro, essendosi ridotto, ancorché leggermente, sia il *tasso di frequenza* (numero infortuni/milioni di ore lavorate) sia il *tasso di gravità* (giorni di assenza/1.000 ore lavorate) degli infortuni sul lavoro.

10.8 - Il costo delle consulenze assegnate nel 2011 – con esclusione di quelle affidate dalle società del Gruppo al di fuori del perimetro Italia e delle consulenze infragruppo – ammonta a 28,5 milioni di euro, con un significativo decremento (-57%) rispetto all'esercizio 2010 (pari a 66,2 milioni di euro), che si aggiunge a quello altrettanto consistente realizzato nel 2010 (-45,6%).

Nel prendere positivamente atto di tale risultato, che è in linea con le raccomandazioni formulate in occasione delle relazioni relative agli esercizi precedenti, la Corte raccomanda di proseguire in tale direzione, temperando, cioè, l'inevitabile esigenza del ricorso a competenze professionali specialistiche esterne nelle attività aventi particolare carattere di straordinarietà, complessità e rilievo economico (quali, tipicamente, quelle relative alle attività di "*Merger & Acquisition*") con un adeguato utilizzo delle esperienze e delle professionalità interne.

10.9 - Nella riunione del 14 marzo 2011, il Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. ha approvato il *Piano industriale e degli investimenti 2011/2015* per un ammontare complessivo di 30.870 milioni di euro, di cui 6.963 euro riferiti all'esercizio 2011.

Nel corso dell'anno sono stati effettuati investimenti per un importo pari al 98% della somma sopra indicata; in particolare, gli investimenti in impianti di produzione di energia elettrica, che rappresentano il 53,0% del totale, evidenziano un incremento del 5,6% rispetto all'esercizio precedente, mentre quelli in reti di distribuzione (pari al 36% circa) sono aumentati del 5,9%; la potenza netta installata è aumentata, alla fine dell'esercizio, dello 0,1% rispetto al 2010.

In sede di approvazione del piano industriale relativo al quinquennio 2012/2016 (avvenuta nella seduta del 23 febbraio 2012), tuttavia, il Consiglio di Amministrazione, in considerazione del persistente calo della domanda elettrica nei mercati maturi, ha previsto un significativo ridimensionamento, pari a circa 3,62 miliardi di euro, degli investimenti da realizzarsi in Italia e nella penisola iberica, con una conseguente

contrazione dell'ammontare complessivo del piano a 27.245 milioni di euro; 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.

Merita di essere anticipato già in questa sede, che il piano industriale relativo al quinquennio 2013/2017 (approvato nella seduta del C.d.A. del 12 marzo 2013) - stante la persistenza del quadro di crisi economico-finanziaria che contraddistingue l'Italia, la Spagna e il Portogallo, che si riflette nella progressiva diminuzione della domanda di energia elettrica - apporta ulteriori significative correzioni a quello precedente, in vista di un mantenimento (nei primi anni) e di un miglioramento (in quelli successivi) dei risultati operativi, nonché di una graduale riduzione dell'indebitamento finanziario netto.

In sintesi è stato previsto:

- un aumento (+2,5%) degli investimenti programmati nei mercati di sviluppo a fronte di una ulteriore riduzione (-3,5%) di quelli previsti nei mercati maturi, fermo restando il loro volume totale;
- la dismissione di partecipazioni per un importo pari a 6 miliardi di euro;
- l'emissione di strumenti finanziari partecipativi c.d. "ibridi" per un importo pari a 5 miliardi di euro;
- una 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 operazioni di ottimizzazione;
- la finalizzazione del processo di riorganizzazione del Gruppo secondo il modello *One Company* e l'avvio di un piano di semplificazione della struttura societaria del Gruppo, anche attraverso operazioni di acquisizione di partecipazioni di minoranza in società controllate;
- una riduzione dell'indebitamento finanziario netto a 36/37 milioni di euro nel 2017.

10.10 - Il 2011 è stato caratterizzato da prezzi particolarmente sostenuti non soltanto per quanto riguarda le quotazioni del prezzo del petrolio ma per tutte le altre *commodities* industriali.

Il prezzo medio del *brent* ha segnato un significativo incremento del 40% come, peraltro, anche il prezzo medio dell'olio combustibile e quello *spot* del gas, che sono aumentati, rispettivamente, del 38% e del 33%.

Per contro, con riguardo alla posizione di Enel S.p.A. nel mercato nazionale, si evidenzia che la produzione di energia elettrica è diminuita del 3,2%, la quota complessiva delle vendite di energia elettrica rispetto ai consumi nazionali è diminuita del 6,6%, così come è diminuita (-6,3%) la vendita complessiva di energia elettrica; è pure calata la quantità di energia elettrica trasportata sulla rete di distribuzione nazionale (-0,4%) e la potenza efficiente netta installata (-1,6%).

Analoghi risultati negativi, si riscontrano in Spagna e in Portogallo, dove opera la controllata Endesa; sono invece in crescita i corrispondenti risultati riferiti all'America Latina, alla Russia e all'Europa orientale.

Sempre con riferimento all'Italia, sono generalmente in miglioramento, salvo che per alcune Regioni, 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*).

10.11 - Il Gruppo Enel ha svolto attività di ricerca per lo sviluppo di tecnologie innovative per un valore di circa 97 milioni di euro (nel 2010 il dato era pari a 87 milioni di euro); dette attività hanno riguardato la generazione fossile, le fonti rinnovabili, l'accumulo energetico, l'efficienza energetica unita alla generazione distribuita, le *smart grid*, la mobilità elettrica, i porti verdi e la *cybersecurity/zero accident*.

10.12 - Nel corso dell'anno 2011, le tariffe finali per la fornitura di energia elettrica e gas hanno ripreso ad aumentare e dal 1° gennaio 2012 hanno fatto registrare un ulteriore continuo incremento trimestrale.

10.13 - Continua ad essere di notevole portata il contenzioso del Gruppo Enel, di varia tipologia e contenuto, caratterizzato talvolta da procedure di urgenza in via cautelare, peraltro subito impugnate, se accolte.

Per fronteggiare i relativi rischi, è stato istituito un apposito fondo, che alla data del 31 dicembre 2011, ammontava a 846 milioni di euro.

10.14 - Dai dati di sintesi del Bilancio di esercizio 2011 di Enel S.p.A. si rileva, rispetto all'esercizio 2010, un incremento sia dei ricavi, pari a 762 milioni di euro (+12,6%), che dei costi, pari a 825 milioni di euro (+10,1%); i proventi da partecipazioni, pari a 3.223 milioni di euro, sono inferiori a quelli dell'esercizio precedente (-4,3%), mentre i proventi finanziari, pari a 2.826 milioni di euro, e gli oneri finanziari, pari a 3.698 milioni di euro, evidenziano un aumento, rispettivamente, del 35% e del 14,9%.

Il *risultato netto dell'esercizio*, pari a 2.467 milioni di euro, risulta inferiore del 20,9% rispetto a quello del 2010.

I finanziamenti a lungo termine ammontano a 18.083 milioni di euro ed evidenziano una significativa diminuzione rispetto all'esercizio precedente (-19,0%), a differenza dei finanziamenti a breve, pari a 2.472 milioni di euro, che presentano un aumento del 34,2%.

Il patrimonio netto subisce una diminuzione dell'1,3%, attestandosi a 24.190 milioni di euro.

L'*indebitamento finanziario netto complessivo*, pari a 13.594 milioni di euro, evidenzia un incremento di 280 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 (+2,1%), dovuto essenzialmente all'utilizzo di linee di credito bancarie i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai rimborsi effettuati nel corso dell'esercizio.

10.15 - Anche per quanto concerne i risultati economico-finanziari del Gruppo Enel per il 2011, si evidenzia un incremento dei ricavi (+6.137 milioni di euro, pari a +8,4%) e dei costi (+8.892 milioni di euro, pari a +10,5%).

Il margine operativo lordo (MOL/EBIDTA), pari a 17.717 milioni di euro, ed il risultato operativo (EBIT), pari a 11.366 milioni di euro, si incrementano, rispettivamente, dell' 1,4% e dell'1%, mentre diminuisce del 5,6% l'utile netto complessivo (Gruppo e terzi), pari a 5.358 milioni di euro, e quello di pertinenza del Gruppo, pari a 4.148 milioni di euro (-5,5%).

Per quanto riguarda i principali valori patrimoniali, si registrano un incremento nel patrimonio netto di Gruppo, pari a 38.790 milioni di euro (+2,1% rispetto al precedente esercizio), e un decremento del patrimonio netto di terzi, pari a 15.650 (-1,4% rispetto al precedente esercizio); sono, invece, in aumento gli investimenti, pari a 7.484 milioni di euro (+5,6%) ed il capitale investito netto, pari a 99.069 milioni di euro (+0,3%).

I *crediti commerciali verso clienti* ammontano (al netto del relativo fondo di svalutazione, che a fine esercizio è pari complessivamente a 1.661 milioni di euro) a 11.570 milioni di euro, con un decremento di 935 milioni di euro rispetto al valore registrato al 31 dicembre 2010 (-7,5% circa).

La Corte prende atto di tale positivo risultato, che, nel confermare il *trend* già manifestatosi alla fine dello scorso esercizio, comprova il buon esito delle azioni poste in essere a tal fine dalla Società, quali sollecitate nelle precedenti relazioni

Presentano valori inferiori al precedente esercizio i finanziamenti a lungo termine, pari a 48.703 milioni di euro (-7,1%) e le attività finanziarie correnti, pari a

10.466 milioni di euro (-12,2%); si incrementano, invece, del 29,1% i finanziamenti a breve termine, passando da 11.208 milioni di euro a 14.471 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto complessivo del Gruppo si attesta a 44.629 milioni di euro, con un decremento dello 0,7% rispetto all'esercizio 2010; anche l'indebitamento lordo, pari a 63.174 milioni di euro, evidenzia un uguale decremento percentuale rispetto al 2010.

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.

10.16 - 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 redistribuzione 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, infatti, Enel S.p.A. ha emesso obbligazioni per un ammontare complessivo pari a 5,2 miliardi di euro ad un tasso medio in linea con il costo medio ponderato dell'indebitamento di Gruppo, così riducendo sensibilmente l'incidenza negativa del generale peggioramento dei mercati sul costo di *funding* del 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 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

Le suddette operazioni di provvista, unitamente all'incasso da parte di Endesa di un ulteriore quota del credito derivante dal deficit tariffario spagnolo (pari a circa 1,7 miliardi di euro) ed all'incasso di 270 milioni di euro, a fronte della cessione della partecipazione del 5,1% del capitale di T.E.R.NA., ha consentito al Gruppo, in un momento di elevata incertezza dei mercati finanziari, di garantire la copertura del profilo delle scadenze debitorie fino al 2014.

10.17 - 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, ha condotto, nel corso del 2012 – giusta si rileva dal bilancio consolidato approvato dal Consiglio di Amministrazione nella seduta del 12 marzo 2013, i cui risultati sono stati presentati al mercato e agli analisti finanziari il giorno successivo - ad un peggioramento, nonostante l'aumento dei ricavi, di tutti i risultati operativi, seppur in linea con le previsioni espresse nel piano industriale approvato in data 23 febbraio 2012 (EBITDA -7,2%; EBIT -31,4%; EBIT al netto delle operazioni straordinarie -8,5%); risultato netto del gruppo -61%)

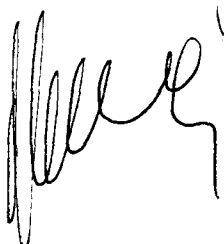
E', invece, migliorato il dato relativo all'indebitamento finanziario netto, che si è definitivamente attestato a 42.948 milioni di euro, con una riduzione, pertanto, del 3,76% rispetto al risultato del 31 dicembre 2011.

10.18 - Al termine delle attività di controllo eseguite sulla gestione dell'Enel S.p.A. quale capogruppo del Gruppo Enel, riferite all'esercizio 2011 ed agli eventi più rilevanti avvenuti nel corso del 2012, si osserva, a conferma anche di analoghi giudizi espressi negli anni precedenti, 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.

Ciò che 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 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 2012, in conformità alla proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione, ha deliberato di destinare alla distribuzione di dividendi il 60% dell'utile netto di Gruppo, per un importo complessivo di 2.445 milioni di euro circa (0,26 euro per azione in circolazione, ivi compreso l'acconto erogato nel novembre 2011).

Il peggioramento della situazione relativa alla domanda di energia elettrica nei mercati maturi europei di riferimento evidenziatosi nel corso del 2012 in conseguenza del perdurare della crisi economico-finanziaria, unitamente alle prospettive negative in ordine ad una prossima ripresa del ciclo economico, induce, tuttavia, la Corte a raccomandare di intraprendere e finalizzare con il massimo impegno le azioni programmate con l'ultimo piano industriale approvato e, in particolare, quelle 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.

A handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke at the end.

ENEL Spa

BILANCIO D'ESERCIZIO 2011

PAGINA BIANCA

RELAZIONE
DEL COLLEGIO SINDACALE

PAGINA BIANCA



00148 Roma, Viale Regina Margherita 137
T +39 06 83572266 / F +39 06 83571567

COLLEGIO SINDACALE

**RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI ENEL
S.p.A. CONVOCATA PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO 2011**

(ai sensi dell'art. 153 del Decreto Legislativo n. 58/1998)

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2011 abbiamo svolto nell'ambito di Enel S.p.A. (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 39/10") abbiamo vigilato:

- circa l'osservanza della legge e dello statuto, nonché sul rispetto dei principi 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 del rischio;
- 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 promosso da Borsa Italiana S.p.A. (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 S.p.A. 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 ricevuto dall'Amministratore Delegato, con periodicità trimestrale e anche attraverso la nostra partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A., 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 2011 (capitolo "Fatti di rilievo del 2011");
- non abbiamo riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con parti correlate;
- nel capitolo "Informativa sulle parti correlate", inserito nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2011, gli Amministratori indicano adeguatamente le principali operazioni con parti correlate effettuate dalla Società, individuate sulla base dei principi 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 effetti 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 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 cod. civ. e dalla disciplina attuativa dettata dalla Consob – descritta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2011. Tale procedura ha sostituito, con effetto a fare data dal 1° gennaio 2011, il regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. in data 19 dicembre 2006 in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, le cui disposizioni hanno trovato applicazione fino al 31 dicembre



2010. Tutte le operazioni con parti correlate poste in essere nel periodo di riferimento e riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2011 sono riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato;

- l'Assemblea tenutasi in data 29 aprile 2011 ha deliberato, su proposta motivata formulata dal Collegio Sindacale ai sensi dell'art. 13, comma 1 del Decreto 39/10, il conferimento a Reconta Ernst & Young S.p.A. dell'incarico di revisione legale dei conti di Enel S.p.A. per gli esercizi compresi tra il 2011 ed il 2019;
- la Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio dell'esercizio 2011 – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai principi 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 2011, nonché in base a quanto disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio dell'esercizio 2011, inoltre, è redatto nella prospettiva della continuazione dell'attività, applicando il metodo del costo storico, con l'eccezione delle voci che secondo gli IAS-IFRS sono rilevate al *fair value*. Nelle note di commento a tale Bilancio sono riportati analiticamente i principi contabili e i criteri di valutazione adottati. Riguardo ai principi contabili di recente emanazione, nelle note di commento al Bilancio sono riportati (i) i principi di prima adozione e applicabili, i quali, secondo quanto ivi riportato, non hanno comportato impatti significativi per la Società nell'esercizio di riferimento e (ii) i principi non ancora adottati e non ancora applicabili. Il Bilancio dell'esercizio 2011 di Enel S.p.A. è stato sottoposto al giudizio professionale della Società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A. che, ai sensi dell'art. 14 del Decreto 39/10, 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 2011 del Gruppo Enel – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai principi 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 2011, 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 2011 del Gruppo Enel è redatto nella prospettiva della continuità aziendale, applicando il metodo del costo storico, con l'eccezione delle voci che secondo gli



IAS-IFRS sono rilevate al *fair value*. Anche nelle note di commento a tale Bilancio sono riportati analiticamente i principi contabili e i criteri di valutazione adottati. Riguardo ai principi contabili di recente emanazione, nelle note di commento al Bilancio sono riportati (i) i principi di prima adozione e applicabili, i quali, secondo quanto ivi riportato, non hanno comportato impatti significativi per il Gruppo nell'esercizio di riferimento e (ii) i principi non ancora adottati e non ancora applicabili. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2011 del Gruppo Enel è stato anch'esso sottoposto al giudizio professionale della Società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A. che, ai sensi dell'art. 14 del Decreto 39/10, 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 ad essa conferiti, la Società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A. ha altresì emesso le relazioni sulla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2011 delle altre società italiane del Gruppo Enel senza rilievi. Le attività di verifica svolte da parte dei corrispondenti esteri della Reconta Ernst & Young S.p.A. sul *reporting packages* delle principali società estere del Gruppo Enel, selezionate in base al piano di lavoro predisposto dalla stessa società di revisione e utilizzati per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, non hanno fatto emergere rilievi di significatività tale da dovere essere riflessi 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 2011 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, *Group Risk Management* e *Audit*, nonché con altre strutture interessate;
- 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 per il controllo interno, nella seduta del 23 febbraio 2012, ossia in data



anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2011;

- il Consiglio di Amministrazione della Società, a seguito delle opportune verifiche effettuate da parte del Comitato per il controllo interno, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2011 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 S.p.A. 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. Il modello adottato era già stato ridisegnato nei precedenti esercizi con un rilevante accentramento di alcune attività e con la semplificazione strutturale del Gruppo Enel. Nel corso del 2011 l'assetto organizzativo è risultato fondato, come per il precedente esercizio, sulle seguenti Divisioni: Mercato, Generazione ed *Energy Management*, Ingegneria e Innovazione, Infrastrutture e Reti, Iberia e America Latina, Internazionale, Energie Rinnovabili, cui si aggiunge un'area destinata ai Servizi e ad Altre attività. 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;
- abbiamo vigilato sull'indipendenza della Società di revisione, avendo ricevuto dalla stessa Reconta Ernst & Young S.p.A. specifica conferma scritta circa la sussistenza di tale requisito (secondo quanto previsto dall'art. 17, comma 9, lett. a) del Decreto 39/10) 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 39/10 – 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 S.p.A. 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 S.p.A.. 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 39/10, si informa che la Società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A. ha presentato al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2011, 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 principi 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 S.p.A.. L'Amministratore Delegato e il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel S.p.A. hanno attestato con apposita relazione, con riferimento al Bilancio dell'esercizio 2011 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 principi 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 2011. 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, principalmente mediante periodici incontri con la responsabile della funzione *Audit* della Società (che riveste il ruolo di preposto al controllo interno), con la partecipazione da parte del Presidente del Collegio Sindacale alle riunioni del Comitato per il controllo interno 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 sia adeguato, efficace ed effettivamente funzionante; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società nel marzo 2011 e, da ultimo, nel febbraio 2012 ha espresso una valutazione conforme sul punto;
- nel corso dell'esercizio 2011 non sono pervenute al Collegio Sindacale denunce di fatti censurabili ai sensi dell'art. 2408 del codice civile né esposti;
- il sistema di *corporate governance* di Enel S.p.A. e del Gruppo che ad essa fa capo mantiene la propria coerenza rispetto ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina pubblicato nel marzo 2006 e alle modifiche in materia di remunerazione degli Amministratori apportate all'art. 7 del Codice stesso nel marzo 2010. Si segnala che nel mese di dicembre 2011 è stata pubblicata una nuova edizione del Codice di Autodisciplina, che apporta alcune rilevanti modifiche ed integrazioni alla edizione del marzo 2006. Coerentemente con la disciplina transitoria che caratterizza tale nuova edizione, nel mese di dicembre 2011 il Consiglio di Amministrazione ha manifestato l'intenzione di recepire nel corso del 2012 le nuove raccomandazioni in essa contenute, dandone informativa con la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari che sarà pubblicata nel 2013. Si informa che il Collegio Sindacale, nei mesi di febbraio 2011 (con



riferimento al Consiglio di Amministrazione all'epoca in carica) e di maggio 2011 e di febbraio 2012 (con riferimento al Consiglio di Amministrazione nominato dall'Assemblea nel mese di aprile 2011), ha avuto modo di verificare che il Consiglio stesso, nel valutare l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri individuati nel Codice di Autodisciplina ed 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 2011. Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale ha verificato la sussistenza dei relativi requisiti nei mesi di febbraio 2011 e di febbraio 2012; in tali occasioni, limitatamente al Sindaco effettivo Carlo Conte, è stato rilevato che egli possiede i requisiti di indipendenza previsti dal Testo Unico della Finanza (e dalla relativa disciplina di attuazione) 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 risulta dirigente generale presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze, azionista di riferimento della Società. I componenti del Collegio Sindacale hanno adempiuto all'obbligo di comunicazione degli incarichi di amministrazione e controllo ricoperti in società di capitali italiane nei tempi e nei modi previsti dall'art. 148-bis del Testo Unico della Finanza e 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 (integrato nel mese di marzo 2006 e, da ultimo, modificato ed aggiornato nel mese di settembre 2011) 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 ed il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate; tale regolamento contiene adeguate disposizioni indirizzate alle società controllate per consentire ad Enel S.p.A. 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 2011;
- la Società ha adottato altresì fin dal 2002 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*; nel settembre 2009 e nel febbraio 2010 tale Codice ha formato oggetto di aggiornamento alla luce delle modifiche normative e organizzative intervenute, nonché per allinearne ulteriormente i contenuti alla *best practice* internazionale;

- 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 S.p.A. 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 2011. L'organo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e di curare il suo aggiornamento (nel prosieguo per brevità indicato come "organismo di vigilanza") adotta una composizione collegiale: nel corso del 2011 esso è risultato composto da un componente esterno dotato di esperienza in materia di organizzazione aziendale, cui è stata affidata la presidenza dell'organismo stesso, nonché dai responsabili delle funzioni "Audit", "Legale" e "Segreteria Societaria" 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 2011 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 corso dell'esercizio 2011 il Collegio Sindacale ha rilasciato i seguenti pareri e attestazioni:
 - a) nel mese di marzo 2011, 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 2011 per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 1



miliardo di Euro, un'attestazione, rilasciata sulla base dell'ultimo bilancio approvato di Enel S.p.A. riferito al 31 dicembre 2009, 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 ed il comma 5 del medesimo articolo;

- b) nel mese di aprile 2011 un parere, espresso ai sensi dell'art. 2389, comma 3 del codice civile, in ordine al compenso integrativo da riconoscere al Presidente uscente del Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A.;
- c) nel mese di giugno 2011, in vista della presentazione al Consiglio di Amministrazione di una nuova proposta relativa all'emissione di uno o più prestiti obbligazionari da collocare in Euro e/o in altra valuta entro il 31 dicembre 2012 per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 5 miliardi di Euro – previa revoca della deliberazione indicata al precedente punto a), per la parte ancora non eseguita – un'attestazione, rilasciata sulla base dell'ultimo bilancio approvato di Enel S.p.A. riferito al 31 dicembre 2010, 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 ed il comma 5 del medesimo articolo;
- d) nel mese di giugno 2011 un parere, espresso ai sensi dell'art. 2389, comma 3 del codice civile, in ordine al compenso da riconoscere ai componenti dei vari Comitati istituiti all'interno del Consiglio di Amministrazione (vale a dire il Comitato per il controllo interno, il Comitato per le remunerazioni, il Comitato parti correlate e il Comitato per la *corporate governance*) a seguito della ricostituzione dei Comitati medesimi;
- e) nel mese di novembre 2011, in vista della presentazione al Consiglio di Amministrazione di un'ulteriore proposta relativa all'emissione di uno o più prestiti obbligazionari da collocare in Euro e/o in altra valuta entro il 31 dicembre 2012, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 5 miliardi di Euro – previa revoca della deliberazione indicata al precedente punto c), per la parte ancora non eseguita – un'attestazione, rilasciata sulla base dell'ultimo bilancio approvato di Enel S.p.A. riferito al 31 dicembre 2010, 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 ed il comma 5 del medesimo articolo;



- f) nel mese di novembre 2011 un parere, espresso ai sensi dell'art. 2389, comma 3 del codice civile, in ordine al trattamento normativo e retributivo da riconoscere al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale per il mandato 2011-2013;
- 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 5 aprile 2012, 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; l'informativa riguarda anche i piani di incentivazione a lungo termine, di cui vengono illustrate le condizioni di assegnazione e di esercizio. 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 Amministrazione in merito alla adozione di tali strumenti retributivi e alla determinazione dei relativi parametri sono state elaborate dal Comitato per le remunerazioni – costituito da Amministratori non esecutivi, in maggioranza 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 2011 nel corso di 22 riunioni, nonché con la partecipazione alle 16 riunioni del Consiglio di Amministrazione, alle 13 riunioni del Comitato per il controllo interno, a 5 delle 8 riunioni del Comitato per le remunerazioni (ossia dal momento in cui il regolamento organizzativo di tale Comitato è stato modificato – in linea con le novità introdotte nell'art. 7 del Codice di Autodisciplina nel marzo del 2010 – al fine di prevedere la partecipazione del Presidente del Collegio Sindacale alle riunioni del Comitato stesso), alle 2 riunioni del Comitato parti correlate ed alle 5 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



12

revisione Reconta Ernst & Young S.p.A. 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 S.p.A., Vi propone di approvare il Bilancio della Società al 31 dicembre 2011 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 6 aprile 2012

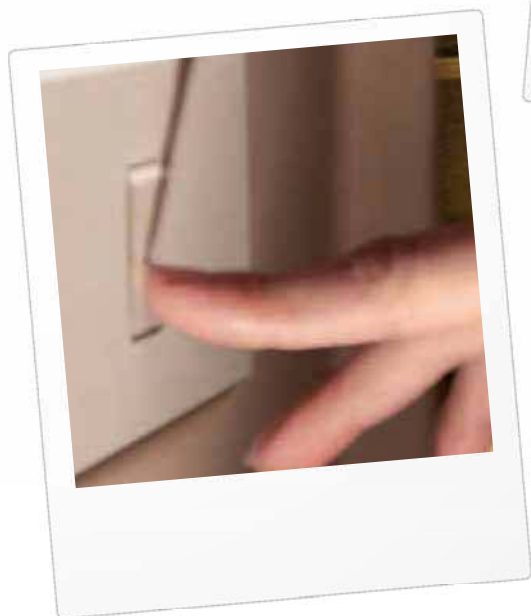
Il Collegio Sindacale

Dott. Sergio Duca - Presidente

Dott. Carlo Conte - Sindaco

Prof. Gennaro Mariconda - Sindaco

Relazione e Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2011





Indice

Relazione sulla gestione

La struttura Enel |
Organi sociali |
Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder* |
Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea
ordinaria e straordinaria |
Enel e i mercati finanziari |
Attività di Enel SpA |
Fatti di rilievo del 2011 |
Andamento economico-finanziario di Enel SpA |
Risultati delle principali società controllate |
Risorse umane e organizzazione |
Ricerca e sviluppo |
Principali rischi e incertezze |
Prevedibile evoluzione della gestione |
Altre informazioni |

Bilancio di esercizio

Prospetti contabili |
Conto economico |
Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio |
Stato patrimoniale |
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto |
Rendiconto finanziario |
Note di commento |
Informazioni sul Conto economico |
Informazioni sullo Stato patrimoniale |
Informativa sulle parti correlate |
Piani di incentivazione a base azionaria |
Impegni contrattuali e garanzie |
Passività e attività potenziali |
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio |
Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies*
del "Regolamento Emittenti CONSOB" |

Corporate governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari |

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

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

Relazioni

Relazione del Collegio Sindacale |
Relazione della Società di revisione |





Relazione sulla gestione

PAGINA BIANCA

La struttura Enel

Corporate Enel SpA

Mercato

Enel Servizio Elettrico
Enel Energia

Generazione ed Energy Management

Enel Produzione
Enel Trade
Enel Trade Romania
Enel Trade Croatia
Enel Trade Serbia
Nuove Energie
Hydro Dolomiti Enel
SE Hydropower
San Floriano Energy
Enel Stoccaggi
Enel Longanesi Development
Sviluppo Nucleare Italia

Ingegneria e Innovazione

Enel Ingegneria
e Innovazione

Infrastrutture e Reti

Enel Distribuzione
Enel Sole
Enel M@p

**Iberia e America
Latina**

Endesa

Internazionale

Slovenské elektrárne
Enel Distributie Muntenia
Enel Distributie Banat
Enel Distributie Dobrogea
Enel Energie Muntenia
Enel Energie
Enel Productie
Enel Romania
Enel Servicii Comune
RusEnergosbyt
Enel OGK-5
Enel France
Enelco
Marcinelle Energie

Energie Rinnovabili

Enel Green Power
Enel si
Enel Green Power
Latin America
Enel Green Power España ⁽¹⁾
Enel Green Power Romania
Enel Green Power North
America
Enel Green Power Bulgaria
Enel Green Power France
Enel Green Power Hellas

Servizi e Altre attività

Enel Servizi
Enelpower
Enel.NewHydro
Enel.Factor

(1) Include, a seguito della fusione realizzata nel corso del 2011, i dati di Enel Unión Fenosa Renovables.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Paolo Andrea Colombo

**Amministratore
Delegato e Direttore
Generale**

Fulvio Conti

ConsiglieriAlessandro 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 effettiviCarlo Conte
Gennaro Mariconda**Sindaci supplenti**Antonia Francesca Salsone
Franco 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, 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, 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 azionisti e *stakeholder*,

il panorama mondiale nel 2011 è stato caratterizzato da una persistente fase di incertezza economica e finanziaria che ha visto una crescita più contenuta nelle economie mature, tra cui i Paesi dell'Europa occidentale, e assai più vigorosa nelle economie dei Paesi emergenti dell'Europa dell'Est, dell'Asia e dell'America Latina.

Lo stesso settore energetico è stato investito da alcuni importanti eventi che hanno contribuito a un profondo cambiamento dello scenario di riferimento. Tra questi, lo *tsunami* che ha travolto la centrale nucleare di Fukushima Daiichi – a causa del terremoto che ha colpito il Giappone – sembra aver rallentato lo sviluppo di questa tecnologia nel mondo.

A seguito di tale avvenimento e del conseguente dibattito sulla sicurezza degli impianti nucleari, infatti, alcuni Paesi europei hanno deciso di rivedere la propria politica energetica. Per esempio, in Italia il referendum abrogativo dello scorso giugno ha segnato l'uscita del Paese e di Enel dal programma di sviluppo del nucleare.

A tali fattori si aggiungono gli eventi tumultuosi della cosiddetta "primavera araba" che, coinvolgendo anche la sponda mediterranea del continente africano, hanno evidenziato l'importanza della sicurezza delle forniture di energia primaria per i Paesi europei.

In questo turbolento scenario, Enel ha continuato a rappresentare una realtà internazionale affidabile, un Gruppo industriale credibile che da 50 anni accompagna lo sviluppo dell'Italia e di tanti altri Paesi.

Nel 2011, pur in un contesto così sfavorevole, abbiamo raggiunto gli obiettivi comunicati ai mercati finanziari registrando un margine operativo lordo di 17,7 miliardi di euro e un risultato netto di 4,1 miliardi di euro, grazie alla diversificazione geografica e a un *mix* di generazione equilibrato che impiega tutte le fonti energetiche e le migliori tecnologie a oggi a disposizione.

Abbiamo proseguito nel piano di riduzione del debito raggiungendo una posizione finanziaria netta pari a 44,6 miliardi di euro. Grazie al conseguimento di tali risultati, a fine 2011 il rapporto debito/margine operativo lordo si attesta a 2,5, in miglioramento rispetto al 2010 (2,6).

Resta quindi confermata la solidità patrimoniale del Gruppo grazie all'aumento dei flussi di cassa e ad azioni di efficientamento dei costi, snellimento dei processi e flessibilità operativa adottate durante tutto il 2011, che continueranno a portare i loro benefici anche nei prossimi anni.

I risultati ottenuti confermano la validità delle priorità strategiche del piano industriale:

- > consolidamento della posizione di *leadership* di mercato in Italia e Spagna nella generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica;
- > rafforzamento e sviluppo nel settore delle rinnovabili, in America Latina, Russia ed Europa dell'Est, al fine di diversificare il portafoglio impianti e crescere nei settori e nelle aree geografiche con più alto potenziale;
- > *leadership* nell'innovazione, dal miglioramento delle *performance* ambientali degli impianti alla tecnologia della cattura e sequestro della CO₂, dalle rinnovabili come il solare termodinamico allo sviluppo della mobilità elettrica e delle *smart grid*;
- > consolidamento, integrazione ed eccellenza operativa delle nostre attività attraverso il miglioramento continuo e la maggiore efficienza nella gestione dei processi;

> rigido controllo sul piano degli investimenti con applicazione di politiche *just in time*.

Questa strategia, insieme a una forte attenzione verso le comunità locali, una diffusa cultura della sicurezza e una trasparente politica di responsabilità sociale, come conferma l'ingresso di Enel nel *Global Compact LEAD* delle Nazioni Unite, ci ha consentito di continuare a creare valore per tutti gli *stakeholder*.

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

Divisione Mercato

Nel 2011 la Divisione Mercato ha proseguito la focalizzazione della strategia di vendita sui segmenti *mass market* ad alto valore, con un'intensa attività di acquisizione dei clienti, sia sul mercato elettrico sia sul gas.

Enel Energia ha servito nell'anno circa 7,1 milioni di clienti: 3,9 milioni nel settore elettrico e 3,2 nel gas, confermandosi il primo operatore in Italia nella fornitura di energia elettrica sul mercato libero, con una forte presenza anche in quello del gas naturale.

Nel mercato di maggior tutela, inoltre, Enel Servizio Elettrico ha fornito energia a 24,9 milioni di clienti, confermandosi principale operatore.

La Divisione ha conseguito un miglioramento dei risultati rispetto all'anno precedente, sia economici, concludendo il 2011 con un margine operativo lordo di 561 milioni di euro e un incremento di oltre il 16% rispetto al 2010, sia nella qualità del servizio al cliente, come conferma la presenza di Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico ai primi due posti della classifica dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG).

Si conferma la strategia volta a massimizzare il valore generato per il Gruppo e per il cliente attraverso l'eccellenza nella qualità e l'innovazione nell'offerta e nei canali commerciali.

Divisione Generazione ed Energy Management

Nel contesto di mercato 2011 caratterizzato da una domanda di energia elettrica debole e dal notevole incremento della capacità installata di impianti di produzione da fonte rinnovabile non programmabili, la Divisione Generazione ed Energy Management ha prodotto in Italia 67,2 TWh. Tale produzione, pari a circa il 23% del mercato italiano al netto delle importazioni, è risultata in leggera diminuzione rispetto all'anno precedente (-3,1%) per una minore produzione idroelettrica anche a seguito del deconsolidamento parziale degli asset di Hydro Dolomiti Enel e San Floriano Energy. La maggiore produzione a carbone, con il funzionamento a regime dell'impianto di Torrevaldaliga Nord a Civitavecchia, ha parzialmente compensato tale diminuzione.

Il margine operativo lordo del 2011, pari a 2.182 milioni di euro e in contrazione dell'8,8% rispetto al 2010, ha risentito del deterioramento del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas in Italia, oltre che dell'effetto della modifica del perimetro di consolidamento delle società idroelettriche prima citate.

In tale contesto, durante il 2011 è proseguito l'impegno di riduzione dei costi e di miglioramento della gestione del parco impianti, attraverso progetti volti ad aumentarne l'efficienza operativa, l'affidabilità e la sicurezza.

Divisione Ingegneria e Innovazione

Nel corso del 2011 la Divisione Ingegneria e Innovazione ha condotto numerosi progetti di ricerca e sviluppo e di realizzazione di impianti a supporto delle attività del Gruppo, conseguendo ricavi per circa 397 milioni di euro, in calo rispetto al 2010 per il completamento di alcuni importanti progetti,

tra i quali la riconversione a carbone pulito della centrale di Torrealvaldiga Nord a Civitavecchia e la consegna degli impianti E.ON di Algeciras (800 MW CCGT), Escatron (800 MW CCGT) e Ponte Nuevo (324 MW carbone) in Spagna.

In Italia, è stato avviato il progetto di copertura dei carbonili della centrale di Brindisi, con la prima applicazione su larga scala del progetto ZAP (*Zero Accident Project*) che vede l'utilizzo di tecnologie avanzate per massimizzare la sicurezza nei cantieri. È, inoltre, in fase di riprogrammazione il progetto di conversione a carbone pulito della centrale di Porto Tolle (Rovigo), tuttora in attesa di autorizzazione, e dell'annesso impianto di cattura, trasporto e stoccaggio della CO₂.

In Russia, è stato completato con successo l'impianto di Enel OGK-5 di Nevinnomysskaya (410 MW CCGT) e proseguono le attività relative alla realizzazione dei nuovi sistemi di evacuazione ceneri a secco e ambientalizzazione sulla centrale a carbone di Reftinskaya (3.800 MW).

Per quanto riguarda le attività in ambito nucleare in Italia, a seguito dell'evento di Fukushima e del referendum abrogativo di giugno che ha sancito l'abbandono di questa tecnologia per il Paese, il *know-how* accumulato durante lo sviluppo del programma nucleare italiano è stato messo al servizio delle analisi di *stress test* voluti dalla Commissione Europea sugli impianti del Gruppo. Con riferimento agli altri Paesi europei di presenza, proseguono le attività in Francia, nel *team* di progetto di Flamanville 3, e in Slovacchia, con la costruzione delle due unità dell'impianto nucleare di Mochovce 3&4. Il *team* di *Nuclear Safety Oversight* ha inoltre effettuato un attento controllo sugli aspetti di sicurezza degli impianti nucleari del Gruppo, sia in Slovacchia sia in Spagna, favorendo lo scambio di esperienze e il miglioramento continuo della sicurezza delle *performance*.

Nell'ambito della ricerca e sviluppo, proseguono le attività di perfezionamento dell'impianto solare termodinamico Archimede a Siracusa (5 MW) per il miglioramento delle prestazioni. Presso il laboratorio di ricerca di Livorno continuano i test delle principali tecnologie di accumulo dell'energia elettrica e della loro integrazione con le fonti rinnovabili. È stato inoltre avviato il progetto ENCIO, di cui Enel è capofila, per lo sviluppo di *know-how* su componenti e materiali per impianti a carbone ad alta efficienza (50%).

Nel corso del 2011, nell'ambito del progetto *e-mobility*, per la diffusione della mobilità elettrica in Italia, condotto in collaborazione con la Divisione Infrastrutture e Reti, sono stati consegnati circa 80 veicoli relativi al progetto pilota con Daimler-Mercedes.

Divisione Infrastrutture e Reti

I buoni risultati tecnico-economici della Divisione Infrastrutture e Reti, conseguiti nel 2011, confermano la *leadership* di Enel nel settore della distribuzione di energia, sia per quanto riguarda la qualità del servizio per i clienti finali sia per l'eccellenza operativa.

Nell'anno trascorso la Divisione ha conseguito un margine operativo lordo di 4.285 milioni di euro, in aumento di oltre il 12% rispetto al 2010.

La qualità del servizio è ulteriormente migliorata sia in termini di durata cumulata delle interruzioni per cliente, con 44 minuti medi rispetto ai 45 del 2010, sia per il numero delle interruzioni medie per cliente, con 3,8 interruzioni rispetto alle 4,2 del 2010. Valori che, ancora una volta, si confermano come riferimento a livello europeo per le reti di distribuzione di tale estensione.

Il 2011 è stato inoltre l'anno della forte crescita delle connessioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile – con circa 160.000 nuovi impianti allacciati per un totale di 10.000 MW –, circostanza che ha comportato un considerevole impegno di tutta la struttura territoriale; nonostante il quadruplicarsi della potenza connessa rispetto al 2010 e una forte concentrazione delle richieste di connessione in alcuni periodi dell'anno, dovuta all'evoluzione della normativa sugli incentivi, i lavori di allacciamento sono stati eseguiti nel totale rispetto dei tempi dettati dall'AEEG.

Il Telegestore, il sistema automatico Enel per la gestione dei contatori elettronici installati presso

tutti i clienti italiani, ha eseguito nel 2011 oltre 7 milioni di operazioni contrattuali e più di 400 milioni di letture da remoto. In Spagna, il progetto Cervantes per l'installazione dei contatori elettronici, avviato nel 2010, prosegue nel rispetto del piano e si concluderà nel 2015 con 13 milioni di nuovi contatori installati.

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 attuazione dei progetti pilota europei e li realizza con il contributo di importanti *partner* del settore. 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.

L'area di *business* Illuminazione Pubblica ha migliorato i già positivi risultati dell'anno precedente e ha consolidato, grazie al progetto Archilede e alla assegnazione della gara CONSIP, la sua posizione di *leadership* sia in Italia sia in Spagna nel settore dei nuovi sistemi di illuminazione stradale a LED (*Light Emitting Diode*).

La Divisione ha proseguito, anche nel corso del 2011, nello sviluppo dell'eccellenza operativa attraverso progetti di miglioramento sostenibile e di efficientamento di tutti i processi.

Divisione Iberia e America Latina

La Divisione, considerando le attività ordinarie a parità di perimetro, ha mantenuto il livello di margine operativo lordo degli ultimi anni, registrando un valore di 7.251 milioni di euro. Risultati importanti, peraltro raggiunti in un contesto economico – in particolare quello spagnolo – più difficile rispetto al 2010 e in presenza di alcuni eventi eccezionali dettagliati in seguito.

Al raggiungimento di questi significativi risultati hanno contribuito in modo determinante i progetti di efficientamento messi in atto dalla Divisione e le sinergie ottenute con il Gruppo, che assommano a 1.210 milioni di euro di risparmio annuali e ricorrenti di cassa, superando così, con un anno di anticipo, gli obiettivi prefissati.

Nella Spagna continentale, la domanda elettrica è diminuita dell'1,2% rispetto al 2010, a causa del rallentamento dell'economia. L'eliminazione dell'eccesso di offerta di gas sul mercato, l'aumento dei prezzi dei combustibili, la bassa idraulicità e la riduzione della produzione nucleare hanno causato gran parte dell'aumento dei prezzi dell'elettricità nel mercato *wholesale*, circa il 34% rispetto al 2010. Nel 2011 è stato anche avviato il processo di cartolarizzazione del *deficit* di tariffa elettrica e a fine anno sono stati cartolarizzati circa 9,8 miliardi di euro, che hanno comportato un'entrata di cassa per il Gruppo di 5.116 milioni di euro.

In Europa, il margine operativo lordo è stato di 3.994 milioni di euro, inferiore del 2,9% rispetto ai valori del 2010 considerando le attività ordinarie e a perimetro costante. Questa riduzione è dovuta alla crescente pressione competitiva nelle attività del mercato libero, parzialmente compensata da un aumento del margine operativo delle attività del mercato regolato grazie ai piani di efficienza e ai miglioramenti del quadro regolatorio.

In America Latina, la domanda elettrica dei Paesi in cui il Gruppo è presente ha registrato, rispetto al 2010, un aumento medio del 3,9%. Nel 2011 il margine operativo lordo della Divisione in tali Paesi è stato di 3.257 milioni di euro, in flessione del 4,5% rispetto ai valori 2010 a parità di perimetro. Questa riduzione è principalmente dovuta all'andamento sfavorevole dei tassi di cambio rispetto all'euro e alla rilevazione nel 2011 di un'imposta patrimoniale in Colombia. Al netto di questi effetti, il margine operativo lordo è infatti cresciuto dell'1,3% rispetto al 2010, una *performance* importante maturata in un contesto peraltro caratterizzato da eventi straordinari come la forte siccità in Cile, che ha comportato una riduzione della nostra produzione idroelettrica rispetto al 2010, già caratterizzato da una bassa idraulicità. Questa riduzione è stata compensata da una maggiore produzione termoelettrica.

Anche per quanto riguarda le attività di distribuzione elettrica i risultati del 2011 sono stati superiori a quelli dell'anno precedente grazie alla crescita organica, alla regolazione generalmente stabile e ai piani di efficientamento messi in atto.

Nel corso del 2011 sono proseguite le operazioni di cessione di asset non strategici in America Latina, come la vendita di CAM, società di servizi nel settore della distribuzione elettrica, e di Synapsis, società di servizi ICT, mantenendo all'interno del Gruppo le competenze core. Inoltre, è stato raggiunto l'accordo con Gas Natural per l'acquisizione di un portafoglio di circa 245.000 clienti a Madrid. Questa operazione, che sarà completata nel primo trimestre del 2012, è d'interesse strategico per consolidare la posizione della Divisione come secondo operatore nel mercato del gas in Spagna, con una quota del 18% nella commercializzazione, e per rinforzare l'attività di vendita di gas ed elettricità.

Funzione Upstream Gas

Nel corso del 2011 la Funzione Upstream Gas ha progredito nel perseguimento dell'obiettivo di Gruppo di realizzare un'integrazione verticale selettiva che aumenti la competitività, la sicurezza e la flessibilità degli approvvigionamenti strategici a copertura di un fabbisogno Enel di gas che, nel lungo termine, supererà i 30 miliardi di metri cubi tra Italia, Spagna, Russia e America Latina.

Il livello complessivo di riserve del portafoglio di Gruppo è aumentato del 18% raggiungendo 1,2 miliardi di barili di olio equivalente, grazie alle attività di esplorazione in Russia e in Italia e all'ingresso come *partner* di Petroceltic e Sonatrach nella licenza Isarene in Algeria, a dimostrazione della selettività e della potenzialità degli investimenti realizzati.

Lo sviluppo degli asset in portafoglio è proseguito nel 2011 in linea con i programmi. Sono state completate le attività di studio della licenza Isarene in Algeria e l'acquisizione e l'analisi sismica della licenza di South East Illizi in Algeria e della licenza nell'*off-shore* egiziano. Infine, procede lo sviluppo del campo di Samburgsky, in Russia, che consentirà a Enel di avviare nel 2012 la produzione di gas, attraverso la partecipata SeverEnergiya.

Divisione Internazionale

Nel 2011, in uno scenario economico globale ancora debole, la Divisione Internazionale ha raggiunto un margine operativo lordo di 1.642 milioni di euro, con un incremento dell'8% rispetto al 2010, grazie soprattutto alla continua attenzione al miglioramento della gestione operativa degli asset e al buon andamento dei mercati in cui opera.

In Slovacchia, nel 2011 Slovenské elektrárne ha conseguito un margine operativo lordo pari a 811 milioni di euro, con un incremento di quasi il 14% rispetto all'anno precedente. Significativi miglioramenti sono stati evidenziati nella disponibilità degli impianti nucleari, che ha raggiunto livelli pressoché in linea con i valori di riferimento del settore, nell'avanzamento dei lavori per la costruzione delle nuove unità 3 e 4 dell'impianto nucleare di Mochovce, unitamente a un'attenta politica di vendite a termine a copertura della produzione del 2012. La potenza efficiente netta installata in Slovacchia al 31 dicembre 2011 è pari a 5.401 MW e sarà ulteriormente incrementata tra il 2013 e il 2014 di 942 MW, grazie all'ingresso in servizio delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce.

In Russia, nel corso dell'anno, Enel OGK-5 ha ottenuto un margine operativo lordo di 348 milioni di euro, in crescita del 4,2% rispetto al 2010 grazie alle attività di integrazione e di efficientamento degli impianti, oltre che alla progressiva liberalizzazione del mercato elettrico nel Paese. Sono entrate in funzione le due nuove centrali CCGT da 410 MW ciascuno di Nevinomysskaya e Sredneuralska, mentre nella centrale a carbone di Reftinskaya sono proseguiti i lavori di ammodernamento e di

ambientalizzazione volti al raggiungimento dei più elevati *standard* di riferimento, con il supporto della Divisione Ingegneria e Innovazione.

La società di vendita RusEnergosbyt ha proseguito, anche attraverso l'acquisizione di nuovi grandi clienti, con l'attuazione del piano di espansione in nuove regioni e con la diversificazione del proprio portafoglio, con un margine operativo lordo di nostra competenza di 142 milioni di euro, in aumento di oltre il 43% rispetto al 2010.

In Romania, le tre società di distribuzione della Divisione hanno rispettato pienamente gli impegni d'investimento assunti con il Regolatore per un importo di circa 200 milioni di euro. La modernizzazione delle reti ha migliorato la qualità del servizio e ridotto le perdite, contribuendo a un margine operativo lordo pari a 205 milioni di euro, sostanzialmente in linea con l'anno precedente.

È stato inoltre raggiunto un importante accordo con il Ministero dei Trasporti locale per il pagamento di quota parte del credito vantato nei confronti delle ferrovie rumene.

In Francia, proseguendo l'ampliamento della propria piattaforma commerciale, Enel France ha venduto 11,4 TWh di energia elettrica, grazie principalmente ai contratti di *anticipated capacity* con EDF e alla partecipazione del Gruppo al progetto nucleare di Flamanville 3 con EDF, per una capacità complessiva di 1.200 MW. Enel France chiude l'anno con un margine operativo lordo pari a 65 milioni di euro, in incremento del 4,4%.

In Belgio, sono in fase conclusiva le attività di costruzione dell'impianto CCGT di Marcinelle, per il quale si prevede l'entrata in funzione nel primo trimestre del 2012.

Infine, in Bulgaria, nel corso del 2011, si è concluso il processo di cessione a terzi dell'impianto di Enel Maritza East 3.

Divisione Energie Rinnovabili

Nel 2011 Enel Green Power ha consolidato la sua posizione di *leadership* nel settore delle energie rinnovabili, con una produzione netta complessiva di 22,5 TWh a fronte di una potenza efficiente netta complessiva di 7.079 MW, nel rispetto di tutti gli impegni operativi ed economici del piano 2011-2015 comunicato al mercato.

La capacità addizionale è cresciuta organicamente nel corso dell'anno di oltre 880 MW e i ricavi totali ammontano a 2.539 milioni di euro. Il margine operativo lordo è stato pari a 1.585 milioni di euro, in aumento del 21% rispetto all'anno precedente.

La Società ha continuato a perseguire la crescita delle attività secondo un *mix* equilibrato, attento a tutte le principali tecnologie di generazione da fonte rinnovabile, rivolgendosi a quei mercati con maggiori potenzialità di crescita e più stabili.

Lo sviluppo si è concentrato in Italia, Europa, Nord America e America Latina. In Italia, sono entrati in esercizio, tra gli altri, l'impianto fotovoltaico di Adrano, in provincia di Catania, con una capacità installata di 9 MW, e il parco eolico di Portoscuso, in Sardegna, che con circa 90 MW complessivi è in grado di produrre 185 GWh l'anno rappresentando il più grande parco eolico in Italia.

Per quanto riguarda le attività in Europa, in Romania è proseguito il forte sviluppo della filiera eolica, grazie anche all'entrata in esercizio di quattro parchi, che hanno permesso di raggiungere una potenza installata di 269 MW, quattro volte superiore rispetto all'anno precedente. In Francia, è stata raggiunta una capacità installata totale di 166 MW, grazie alla realizzazione di tre parchi eolici (64 MW), mentre in Grecia sono entrati in funzione due nuovi impianti, nella regione della Macedonia, con una capacità installata di 43 MW, portando la capacità totale nel Paese a 191 MW. Nella penisola iberica sono entrati in esercizio quattro nuovi parchi eolici per un totale di circa 200 MW, che hanno permesso di raggiungere così una potenza installata totale di oltre 1.800 MW.

Negli Stati Uniti, la Divisione ha messo in esercizio l'impianto eolico di Caney River, in Kansas, con una capacità installata di 200 MW, e ha avviato la costruzione del parco eolico da 150 MW di Rocky

Ridge, in Oklahoma. È stato, inoltre, connesso in rete l'impianto fotovoltaico da 24 MW che integra la centrale geotermica di Stillwater da 33 MW: primo progetto di energia rinnovabile al mondo che unisce la capacità di generazione della geotermia a ciclo binario con la capacità di picco del solare. La capacità totale installata in Nord America si è così attestata a oltre 1.000 MW.

In Brasile, la Divisione si è aggiudicata tre progetti eolici nel nord-est del Paese per una capacità totale di 193 MW, nell'ambito della gara pubblica "New Energy". Questi si aggiungono ai 90 MW di progetti eolici che la Divisione si è già aggiudicata nel 2010 e ai 93 MW di capacità idroelettrica già operativi in Brasile.

Inoltre, nel corso del 2011, è stato avviato un programma di razionalizzazione societaria e di valorizzazione delle partecipazioni di minoranza ed è stata completata l'integrazione organizzativa di Enel Green Power España nonché la suddivisione degli asset di EUFER.

Enel Green Power ha altresì completato l'integrazione nella filiera del solare fotovoltaico. Tale obiettivo è stato raggiunto attraverso la produzione di pannelli fotovoltaici ad alta efficienza, con l'inaugurazione della fabbrica 3SUN – *joint venture* con Sharp e STMicroelectronics –, lo sviluppo di progetti nel solare, tramite la piena operatività di ESSE – *joint venture* con Sharp –, e nuove offerte sul segmento *retail*, con il riposizionamento strategico della controllata Enel.si.

Previsioni

Il quadro macroeconomico globale si presenta ancora molto incerto e, nelle economie mature europee, il ciclo economico non sembra presentare, al momento, segnali di ripresa, con previste contrazioni del PIL in Spagna e in Italia.

Nei Paesi emergenti dell'Europa dell'Est, in Russia e nei Paesi dell'America Latina, al contrario, si evidenziano *trend* positivi di consolidamento e sviluppo delle economie.

Il Gruppo proseguirà, quindi, il percorso di crescita intrapreso nei citati Paesi emergenti, nonché il proprio impegno nel settore delle fonti rinnovabili, con l'intento di rafforzare nello stesso il ruolo di *leader* a livello mondiale.

Si conferma, altresì, la ricerca e l'innovazione tecnologica tra le priorità strategiche per rendere più efficiente e responsabile il modo di produrre e consumare energia. Si continuerà a porre la massima attenzione alla qualità del servizio per i clienti finali e al valore dei rapporti con le comunità locali attraverso una trasparente politica di responsabilità sociale d'impresa.

Il Gruppo continuerà a realizzare programmi di efficienza operativa e a massimizzare le sinergie in tutti i Paesi in cui opera, oltre a seguire una rigorosa disciplina nelle scelte di investimento al fine di migliorare ulteriormente la propria posizione finanziaria consolidata.

In tale contesto, la diversificazione geografica e tecnologica raggiunta dal Gruppo, unitamente a un portafoglio ben equilibrato tra attività regolate e non regolate, potrà consentire di controbilanciare in grande misura l'impatto che la segnalata debolezza delle economie europee, in particolar modo in Italia e in Spagna, potrebbe avere sui risultati del Gruppo.

L'Amministratore Delegato
Fulvio Conti



Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea ordinaria e straordinaria

L'Assemblea degli Azionisti di Enel SpA, riunitasi in Roma in unica convocazione il 30 aprile 2012 presso il Centro Congressi Enel in viale Regina Margherita n. 125, in sede ordinaria ha:

1. approvato il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2011; prendendo atto altresì dei risultati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, parimenti riferito al 31 dicembre 2011, che si è chiuso con un utile netto di pertinenza del Gruppo di 4.148 milioni di euro;
2. deliberato di destinare come segue l'utile netto dell'esercizio 2011 di Enel SpA, pari a 2.466.906.096,73 euro:
 - alla distribuzione in favore degli azionisti:
 - 0,10 euro per ognuna delle 9.403.357.795 azioni ordinarie risultate in circolazione alla data di "stacco cedola", a copertura dell'acconto sul dividendo messo in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2011, previo stacco in data 21 novembre 2011 della cedola n. 19, per un importo complessivo di 940.335.779,50 euro;
 - 0,16 euro per ognuna delle 9.403.357.795 azioni ordinarie che risulteranno in circolazione il 18 giugno 2012, data prevista per lo "stacco cedola", a titolo di saldo del dividendo, per un importo complessivo di 1.504.537.247,20 euro;
 - a "utili portati a nuovo" la parte residua dell'utile stesso, per un importo complessivo di 22.033.070,03 euro; ponendo in pagamento l'indicato saldo del dividendo di 0,16 euro per azione ordinaria – al lordo delle eventuali ritenute di legge – a decorrere dal 21 giugno 2012, con "data stacco" della cedola n. 20 coincidente con il 18 giugno 2012;
3. 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 2012, nonché delle procedure utilizzate per l'adozione e l'attuazione della politica medesima.

La medesima Assemblea ha altresì deliberato, in sede straordinaria, l'adeguamento dello statuto sociale alle disposizioni introdotte dalla legge 12 luglio 2011, n. 120, in materia di parità di accesso agli organi di amministrazione e di controllo delle società quotate.

Enel e i mercati finanziari

Principali dati per azione e borsistici

	2011	2010
Dividendo unitario (euro)	0,26	0,28
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,83	4,23
Prezzo minimo dell'anno (euro)	2,84	3,43
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	3,08	3,78
Capitalizzazione borsistica ⁽¹⁾ (milioni di euro)	28.961	35.543
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	9.403

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

	Corrente ⁽¹⁾	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2009
Peso azioni Enel:				
- su indice FTSE MIB	11,01%	12,98%	10,53%	10,27%
- su indice STOXX Europe 600 Utility	9,19%	8,25%	8,07%	8,26%
- su indice Bloomberg World Electric	2,79%	2,93%	3,16%	3,58%

		Corrente ⁽¹⁾	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2009
Rating					
Standard & Poor's	Outlook	Watch Negative	Watch Negative	Stable	Stable
	M/L termine	A-	A-	A-	A-
	Breve termine	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	Negative	Negative	Negative	Negative
	M/L termine	A3	A3	A2	A2
	Breve termine	P2	P2	P1	P1
Fitch	Outlook	Stable	Stable	Stable	Stable
	M/L termine	A-	A-	A-	A-
	Breve termine	F2	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 7 marzo 2012.

Il 2011 è stato un anno caratterizzato da una elevata volatilità. Nel primo semestre l'economia mondiale è cresciuta, spinta soprattutto dalle economie emergenti, dove l'attività ha continuato a espandersi a ritmi sostenuti. Nei Paesi avanzati abbiamo assistito a un mix di effetti: nella prima parte dell'anno si è registrata una accelerazione del PIL nell'area euro (soprattutto in Germania) e, contemporaneamente, una forte contrazione in Giappone (dove gli effetti economici del terremoto si sono rivelati peggiori delle attese), accompagnata da un consistente rallentamento della crescita negli Stati Uniti. La seconda parte dell'anno è stata, invece, caratterizzata da un generale peggioramento del contesto macro-

economico globale con ripercussioni negative su tutti i Paesi e in particolar modo sulle economie europee. Infatti, a partire dall'estate, le tensioni sul debito sovrano dei Paesi dell'area euro si sono intensificate ed estese a quasi tutte le principali economie aderenti alla moneta unica. Tali pressioni hanno dato origine a diverse e generalizzate revisioni al ribasso delle stime di crescita del PIL su tutti i Paesi da parte delle più importanti istituzioni economiche pubbliche e private.

Per quanto riguarda l'Italia, il Paese ha risentito della crisi in maniera particolarmente accentuata per effetto sia dell'elevato livello di debito pubblico sia delle deboli prospettive di crescita nel medio termine, il tutto



confermato anche da una riduzione della domanda elettrica, riduzione che si è manifestata soprattutto negli ultimi mesi dell'anno.

Il suddetto peggioramento delle prospettive economiche ha avuto ripercussioni anche sulle quotazioni dei titoli azionari. Tutti i mercati finanziari dell'area euro hanno chiuso l'esercizio 2011 in calo rispetto alle quotazioni dell'anno precedente. Il mercato italiano è stato quello che ha registrato il calo più marcato. L'indice italiano FTSE Italia All Share ha chiuso il 2011 a -24,3%, appesantito soprattutto dal settore bancario e finanziario, dove si sono registrate perdite consistenti. Il mercato azionario tedesco, rappresentato dal DAX, ha registrato un calo del 14,7%, l'indice francese CAC-40 ha perso il 17,9% e, infine, l'indice spagnolo IBEX-35 ha registrato un calo del 13,1%.

In questo contesto il settore delle *utility* europeo ha registrato un andamento delle quotazioni azionarie in linea con l'andamento dei listini della zona euro. La variazione dell'indice STOXX Europe 600 Utilities, che raggruppa le principali aziende per capitalizzazione quotate nei diversi listini europei, ha chiuso il 2011 con un calo del 17%.

Per quanto riguarda il titolo Enel, l'esercizio si è chiuso a quota euro 3,144 per azione, in calo del 15,9% rispet-

to alla chiusura dell'anno precedente. La variazione del titolo risulta essere quindi sostanzialmente in linea con l'andamento del settore delle *utility* europeo e migliore rispetto ai principali *competitor* europei (in particolare, rispetto alle *performance* di RWE, EDF, E.ON, Iberdrola e GDF).

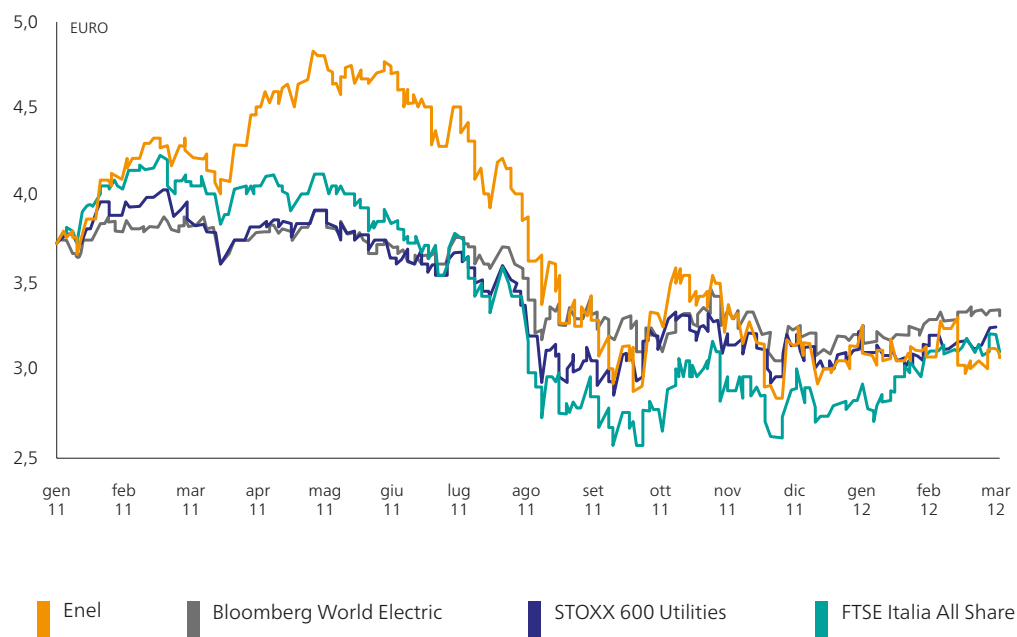
Il 24 novembre 2011 è stato pagato l'acconto sul dividendo relativo agli utili 2011, pari a 10 centesimi di euro, che, sommato a quanto già distribuito il 23 giugno 2011, porta l'ammontare complessivo pagato nel corso dell'anno a 28 centesimi di euro per azione.

Al 31 dicembre 2011 l'azionariato Enel è composto per il 31,2% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 40,3% da investitori istituzionali e per il 28,5% 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 che aggiornamenti periodici sui temi di *corporate governance*. Sono anche disponibili punti di contatto specificamen-

te dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: telefonico: +39-0683057975; indirizzo di posta elettronica: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: azionisti.nica: investor.relations@enel.com).
retail@enel.com) e agli investitori istituzionali (numero

Andamento titolo Enel e indici Bloomberg World Electric, STOXX Europe 600 Utilities e FTSE Italia All Share sino al 7 marzo 2012



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.

Svolge, inoltre, la funzione di tesoreria centrale e provvede alla copertura dei rischi assicurativi, fornisce assistenza e indirizzi in materia di organizzazione, gestione del personale e relazioni industriali, nonché in materia contabile-amministrativa, fiscale, legale e societaria.

Il 31 dicembre 2011 è giunto a scadenza, inoltre, il contratto di importazione di energia elettrica con Alpiq (già Atel) sulla frontiera elvetica. Parte integrante dell'accordo con l'operatore svizzero è il "*Settlement Agreement*" che ha previsto 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 è ceduta all'Acquirente Unico, a un prezzo stabilito, e destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela (ex mercato vincolato).

Relativamente all'energia acquistata in relazione al suddetto contratto il Ministro dello Sviluppo Economico, con decreto del 14 dicembre 2010, ha definito:

> il prezzo di cessione all'Acquirente Unico per il primo trimestre 2011 pari a 66,3 euro/MWh, prevedendo, per i trimestri successivi, alcuni adeguamenti da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) con una metodologia di calcolo basata su un'indicizzazione trimestrale del PUN (Prezzo Unico Nazionale). Il prezzo di cessione (calcolato secondo il criterio definito al punto 5 della delibera ARG/elt n. 241/10 dell'AEEG) è stato fissato pari a 68,84 euro/MWh, 70,73 euro/MWh e 77,76 euro/MWh rispettivamente per il secondo, il terzo e il quarto trimestre 2011;

> l'assegnazione, anche per l'anno 2011, della riserva di capacità di trasporto dell'energia elettrica sulla frontiera italo-svizzera, di comune accordo tra le istituzioni italiane ed elvetiche.

In continuità con il precedente decreto è stata riconosciuta all'Acquirente Unico la facoltà di non ritirare l'energia elettrica del contratto pluriennale per l'intero anno 2011 se non in coerenza con la propria previsione dei costi medi di approvvigionamento. Pur avendo tale facoltà, l'Acquirente Unico alla fine dell'anno 2010 ha confermato di voler ritirare l'energia elettrica oggetto del contratto pluriennale.

Fatti di rilievo del 2011



31
gennaio

Rimborso anticipato volontario dell'indebitamento a lungo termine

Enel SpA, con data valuta 31 gennaio 2011, ha effettuato un rimborso anticipato volontario, per un ammontare complessivo di 1.831,0 milioni di euro, relativo alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro, di cui:

- > 887,4 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
- > 637,6 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
- > 306,0 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016.

11
marzo

Acquisizione di una quota del 16,0% di CESI SpA

In data 11 marzo 2011 Enel SpA ha acquistato l'intera partecipazione detenuta da E.ON Produzione SpA in CESI SpA, corrispondente al 3,9% (134.033 azioni) del capitale sociale di quest'ultima. Successivamente, in data 25 marzo 2011, sono state acquisite da Edison SpA, Edipower SpA, Iren Energia SpA e A2A SpA altre quote azionarie della stessa società, corrispondenti complessivamente al 9,6% (328.432 azioni) del capitale sociale della medesima. In data 25 maggio 2011 Enel SpA ha inoltre acquistato da Tirreno Power SpA un'ulteriore quota del capitale di CESI SpA corrispondente all'1,5% (51.300 azioni) del capitale sociale della stessa. Infine, in data 21 novembre 2011, Enel SpA ha acquistato da Sogin SpA la quota dell'1,0% (34.200 azioni) della stessa società.

A valle di tali operazioni, la partecipazione di Enel SpA nella società CESI SpA si attesta al 41,9% del relativo capitale sociale.

28
settembre

Distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2011

In data 28 settembre 2011 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo nella misura di 0,10 euro per azione. Tale acconto è stato posto in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2011, con stacco cedola in data 21 novembre 2011.

29
aprile

Approvazione dei risultati dell'esercizio 2010 e distribuzione del dividendo

In data 29 aprile 2011 l'Assemblea degli Azionisti ha approvato i risultati dell'esercizio 2010 e deliberato la distribuzione di un dividendo complessivo pari a 2.632,9 milioni di euro relativo all'intero esercizio 2010 (0,28 euro per azione), pagato a saldo (0,18 euro per azione) a decorrere dal 23 giugno 2011, tenuto conto dell'acconto pari a 0,10 euro per azione pagato nel mese di novembre 2010.

5
ottobre

Aggiornamento del *rating* di Enel da parte di Moody's

In data 5 ottobre 2011 l'agenzia Moody's ha comunicato di aver rivisto i *rating* di Enel SpA a lungo termine ad "A3" (dal precedente "A2") e a breve termine a "Prime-2" (dal precedente "Prime-1"). L'*outlook* è stato a sua volta classificato come negativo. La modifica del *rating* di Enel segue la revisione disposta da Moody's circa il *rating* della Repubblica Italiana.

14
settembre

"Robin Hood Tax"

In data 14 settembre 2011 è stato convertito in legge il decreto legge n. 138 del 13 agosto 2011 (cosiddetta "manovra correttiva bis"), che prevede, *inter alia*, la modifica alla disciplina della cosiddetta "Robin Hood Tax". In particolare, la legge prevede un incremento per tre esercizi dell'attuale aliquota addizionale Ires dal 6,5% al 10,5%, nonché l'estensione di tale aliquota addizionale anche alle società del settore della distribuzione e della trasmissione di energia elettrica e gas e alle società del settore delle energie rinnovabili (indipendentemente dalla tipologia di risorse utilizzate).

9
novembre

Emissione di nuovi prestiti obbligazionari

In data 9 novembre 2011 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, 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, ha deliberato una nuova emissione entro il 31 dicembre 2012 di uno o più prestiti obbligazionari, per un importo complessivo massimo pari al controvalore

di 5 miliardi di euro. 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 SpA 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 inoltre demandato all'Amministratore Delegato il compito di definire gli importi, le valute, i tempi e le caratteristiche delle singole emissioni, con facoltà di richiederne la quotazione presso uno o più mercati regolamentati.

Ha disposto contestualmente la revoca dell'analoga deliberazione consiliare con cui il 16 giugno 2011 è stata autorizzata l'emissione entro il 31 dicembre 2012 di uno o più prestiti obbligazionari, da collocare presso investitori istituzionali ovvero presso il pubblico dei risparmiatori retail, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 5 miliardi di euro, facendo comunque salvi la validità e gli effetti dei prestiti emessi e delle garanzie prestate in attuazione di tale deliberazione.

Si ricorda, infatti, che in esecuzione della indicata deliberazione consiliare del 16 giugno 2011, la controllata olandese Enel Finance International NV ha realizzato (con garanzia della Capogruppo) le seguenti emissioni rivolte a investitori istituzionali:

- > un collocamento, perfezionato in data 12 luglio 2011, di importo complessivo pari a 1.750 milioni di euro, caratterizzato da una durata media ponderata di circa 7,7 anni e un costo medio ponderato del 4,66%;
- > un collocamento, perfezionato in data 24 ottobre 2011, di importo complessivo pari a 2.250 milioni di euro, caratterizzato da una durata media ponderata di circa 5,16 anni e un costo medio ponderato del 5,28%.

30
novembre

Perfezionamento della cessione del 51 % del capitale di Deval SpA e Vallenergie SpA a CVA

In data 30 novembre 2011 è stata data esecuzione all'accordo stipulato il 24 ottobre 2011 tra Enel SpA e Compagnia Valdostana delle Acque - Compagnie Valdôtaine des Eaux SpA (CVA), che prevede la cessione da parte di Enel SpA del 51% del capitale di Deval SpA e Vallenergie SpA per un corrispettivo complessivo di circa 40 milioni di euro. CVA era già titolare del restante 49% del capitale delle società sopramenzionate. La cessione è stata effettuata a seguito del nulla osta da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

8
dicembre

Aggiornamento del rating di Enel da parte di Standard & Poor's

L'agenzia Standard & Poor's in data 8 dicembre 2011 ha posto in "credit watch" negativo il rating di Enel SpA a lungo termine, pari attualmente ad "A-".

Tale modifica segue di pochi giorni l'analoga revisione disposta da Standard & Poor's in merito al rating della Repubblica Italiana e tiene conto della composizione dell'azionariato di Enel, che vede una partecipazione pubblica pari a circa il 31% del capitale della Società.

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 principi 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 benefici ai dipendenti";
 - dei "Fondi rischi e oneri";
 - delle "Passività per imposte differite".
- > *Capitale circolante netto*: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:
 - dei "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, 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.

Risultati economici

La gestione economica di Enel SpA degli esercizi 2011 e 2010 è sintetizzata nel seguente prospetto.

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	732,0	669,5	62,5
Altri ricavi e proventi	29,8	6,8	23,0
Totale	761,8	676,3	85,5
Proventi netti da cessione di partecipazioni	-	731,4	(731,4)
Costi			
Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo	360,8	341,8	19,0
Servizi e godimento beni di terzi	275,6	267,3	8,3
Costo del personale	117,8	98,8	19,0
Altri costi operativi	70,2	40,7	29,5
Totale	824,4	748,6	75,8
Margine operativo lordo	(62,6)	659,1	(721,7)
Ammortamenti e perdite di valore	33,3	22,3	11,0
Risultato operativo	(95,9)	636,8	(732,7)
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni			
Proventi da partecipazioni	3.222,9	3.368,8	(145,9)
Proventi finanziari	2.826,3	2.086,7	739,6
Oneri finanziari	3.698,4	3.219,2	479,2
Totale	2.350,8	2.236,3	114,5
Risultato prima delle imposte	2.254,9	2.873,1	(618,2)
Imposte	(212,0)	(243,4)	31,4
UTILE DELL'ESERCIZIO	2.466,9	3.116,5	(649,6)

I **ricavi delle vendite e delle prestazioni**, complessivamente pari a 732,0 milioni di euro (669,5 milioni di euro nel 2010), si riferiscono a:

- > *ricavi per vendita di energia*, pari a 374,4 milioni di euro (350,8 milioni di euro nel 2010), attribuibili sostanzialmente alla cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata (373,2 milioni di euro nel 2011 contro 346,5 milioni di euro nel 2010);
- > *ricavi per prestazioni di servizi*, pari a 357,6 milioni di euro (318,7 milioni di euro nel 2010), relativi essenzialmente a prestazioni di assistenza e consulenza rese alle società del Gruppo (355,9 milioni di euro nel 2011 contro 317,5 milioni di euro nel 2010).

In particolare, l'incremento dei ricavi per vendita di energia, pari a 23,6 milioni di euro, rispetto al 2010 è riferibile principalmente all'aumento del prezzo medio di cessione di energia all'Acquirente Unico, mentre la variazione dei ricavi per prestazioni di servizi, pari a 38,9 milioni di euro, rispetto al periodo a raffronto è da attribuire essenzialmen-

te all'incremento dei ricavi per *management fee* e attività di *service* a fronte dei servizi resi alle società del Gruppo.

Gli **altri ricavi e proventi**, pari a 29,8 milioni di euro, presentano un incremento di 23,0 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010, da attribuire principalmente al provento generato dalla vendita, alla Compagnia Valdostana delle Acque - Compagnie Valdôtaine des Eaux SpA (CVA), della quota del 51% del capitale di Deval SpA detenuta da Enel SpA (21,1 milioni di euro).

I **proventi netti da cessione di partecipazioni** accoglievano nel 2010 essenzialmente la plusvalenza, al netto dei costi di transazione, derivante dalla cessione di una quota pari al 30,8% della partecipazione detenuta in Enel Green Power SpA, effettuata mediante offerta globale di vendita.

I costi per **acquisti di energia elettrica e materiali di consumo**, pari a 360,8 milioni di euro, si riferiscono per 359,0 milioni di euro all'acquisto di 5.256,0 milioni di kWh

di energia elettrica. La variazione in aumento, pari a 19,0 milioni di euro, rispetto all'esercizio precedente è essenzialmente ascrivibile all'aumento del prezzo medio di acquisto di energia da Alpiq.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi**, pari a 275,6 milioni di euro, sono attribuibili a terzi per 188,5 milioni di euro e a società del Gruppo per 87,1 milioni di euro. I costi riferibili a terzi sono relativi principalmente a servizi di promozione, pubblicità e propaganda, oneri sostenuti su operazioni di acquisizione-cessione di aziende, a prestazioni professionali e tecniche, nonché agli oneri verso il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e il Gestore dei Mercati Energetici (GME). 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 verso la controllata Enel Servizi, nonché a costi per personale di alcune società del Gruppo in distacco presso Enel SpA. L'incremento complessivo, pari a 8,3 milioni di euro, rispetto al 2010 è da ricondurre sostanzialmente ai maggiori costi per servizi e godimento beni di terzi verso le società controllate (12,9 milioni di euro), parzialmente compensati dai minori costi per prestazioni ricevute da terzi (4,6 milioni di euro).

Il **costo del personale**, pari a 117,8 milioni di euro, a fronte di una consistenza media del personale di 850 unità (772 unità medie nel 2010), evidenzia un incremento di 19,0 milioni di euro, da ricondurre principalmente all'andamento della consistenza media dei dipendenti e ai maggiori costi connessi ai piani di incentivazione a lungo termine rivolti al *management* della Società.

Gli **altri costi operativi**, complessivamente pari a 70,2 milioni di euro, rilevano un incremento rispetto all'esercizio precedente di 29,5 milioni di euro, essenzialmente per l'onere connesso alla cessione, avvenuta nel mese di dicembre 2011, della quota di partecipazione detenuta in Sviluppo Nucleare Italia alla controllata Enel Ingegneria e Innovazione (24,0 milioni di euro).

Il **marginale operativo lordo**, negativo per 62,6 milioni di euro, evidenzia un decremento di 721,7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Escludendo la voce "Proventi netti da cessione di partecipazioni", che nel periodo a raffronto era essenzialmente costituita dalla plusvalenza netta derivante dalla cessione di una quota pari al 30,8%

del capitale di Enel Green Power, il margine operativo lordo risulta in aumento di 9,7 milioni di euro rispetto al 2010 per effetto essenzialmente di un miglioramento della gestione operativa.

Gli **ammortamenti e perdite di valore**, pari a 33,3 milioni di euro, includono ammortamenti di attività materiali per 1,8 milioni di euro, immateriali per 8,8 milioni di euro e perdite di valore per 22,7 milioni di euro. Queste ultime sono riferite essenzialmente all'adeguamento del valore delle partecipazioni in Enel.NewHydro ed Enelpower per tenere conto della valutazione effettuata dal *management* sulla recuperabilità del costo iscritto in bilancio.

Il **risultato operativo**, negativo per 95,9 milioni di euro, evidenzia un decremento di 732,7 milioni di euro rispetto al valore registrato nel 2010. Tale andamento risente della rilevazione nel 2010 dei proventi netti da cessione di partecipazioni (731,4 milioni di euro), nonché degli effetti dei citati adeguamenti di valore delle partecipazioni.

I **proventi da partecipazioni**, pari a 3.222,9 milioni di euro (3.368,8 milioni di euro nel 2010), si riferiscono ai dividendi deliberati nel 2011 da società controllate per 3.201,3 milioni di euro e da altre partecipate per 21,6 milioni di euro, di cui 21,5 milioni di euro conseguiti e deliberati da Terna SpA.

Gli **oneri finanziari netti**, pari a 872,1 milioni di euro, evidenziano un decremento di 260,4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, che risente della rilevazione degli effetti della *bonus share* che, concessa nel precedente esercizio nell'ambito dell'offerta globale di vendita di azioni di Enel Green Power, è stata esercitata entro il 31 dicembre 2011 e ha comportato la rilevazione nell'esercizio in corso di proventi netti per 42,1 milioni di euro, rispetto a oneri pari a 89,3 milioni di euro contabilizzati nel 2010. L'ulteriore riduzione degli oneri finanziari netti è stata determinata dal decremento degli oneri netti da strumenti derivati su tassi (81,7 milioni di euro) e dall'incremento degli interessi attivi e altri proventi su attività finanziarie correnti (55,6 milioni di euro) conseguente principalmente ai maggiori interessi attivi maturati sul conto corrente intersocietario.

Le **imposte sul reddito dell'esercizio** evidenziano un risultato positivo di 212,0 milioni di euro, per effetto principalmente della riduzione della base imponibile Ires con-

nessa 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 è pari al -9,4% nel 2011 contro il -8,5% del 2010.

Il **risultato netto dell'esercizio** si attesta a 2.466,9 milioni di euro, a fronte di un utile dell'esercizio precedente di 3.116,5 milioni di euro che beneficiava dei citati "Proventi netti da cessione di partecipazioni".

Analisi della struttura patrimoniale

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	22,9	20,2	2,7
- partecipazioni	38.758,9	38.830,9	(72,0)
- altre attività/(passività) non correnti nette	(598,6)	(660,8)	62,2
Totale	38.183,2	38.190,3	(7,1)
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	573,5	542,0	31,5
- altre attività/(passività) correnti nette	(423,7)	(358,4)	(65,3)
- debiti commerciali	(328,6)	(350,0)	21,4
Totale	(178,8)	(166,4)	(12,4)
Capitale investito lordo	38.004,4	38.023,9	(19,5)
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(350,2)	(363,1)	12,9
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	129,8	168,9	(39,1)
Totale	(220,4)	(194,2)	(26,2)
Attività non correnti classificate come possedute per la vendita	-	-	-
Capitale investito netto	37.784,0	37.829,7	(45,7)
Patrimonio netto	24.190,0	24.515,6	(325,6)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	13.594,0	13.314,1	279,9

Le **attività immobilizzate nette** ammontano a 38.183,2 milioni di euro e presentano un decremento di 7,1 milioni di euro. Tale variazione è riferita principalmente:

- > per 72,0 milioni di euro alla riduzione netta del valore di carico delle partecipazioni, riconducibile essenzialmente ad adeguamenti di valore (78,0 milioni di euro) e a cessioni di partecipazioni (53,6 milioni di euro), i cui effetti sono parzialmente compensati da incrementi per ripatrimonializzazioni (39,2 milioni di euro) e dall'acquisizione di quote di capitale in società collegate (19,7 milioni di euro);
- > per 62,2 milioni di euro al decremento delle "altre passività non correnti nette" da collegare essenzialmente all'incremento netto del valore dei contratti derivati

classificati nelle attività/passività finanziarie non correnti (complessivamente pari a 74,1 milioni di euro).

Il **capitale circolante netto** è negativo per 178,8 milioni di euro e registra un decremento di 12,4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. La variazione è riferibile:

- > per 65,3 milioni di euro all'incremento delle "altre passività correnti nette" per effetto principalmente dei maggiori debiti verso l'Erario per le imposte Ires riferite alle società aderenti all'istituto del consolidato fiscale (176,5 milioni di euro), in parte compensato sia dall'aumento del credito per imposte sul reddito di Enel SpA (94,3 milioni di euro) sia dall'incremento netto del valore dei contratti derivati classificati nelle attività/passi-

- vità finanziarie correnti (complessivamente pari a 31,4 milioni di euro);
- > per 31,5 milioni di euro all'incremento dei crediti commerciali, in particolare verso le società del Gruppo (27,4 milioni di euro), dovuto essenzialmente all'aumento dei ricavi per *management fee* e attività di *service*;
 - > per 21,4 milioni di euro al decremento dei debiti commerciali essenzialmente verso terzi e correlati ai minori oneri sostenuti nel 2011 per operazioni di cessione di aziende.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011 è pari a 37.784,0 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto per 24.190,0 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 13.594,0 milioni di euro.

Il **patrimonio netto** è pari a 24.190,0 milioni di euro al 31 dicembre 2011 e presenta un decremento di 325,6 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. In particolare, tale variazione è riferibile alla rilevazione dell'utile complessivo dell'esercizio 2011 per 2.307,3 milioni di euro, al netto della distribuzione del saldo del dividendo relativo all'esercizio 2010 per 1.692,6 milioni di euro (pari a 0,18 euro per azione) e dell'acconto sul dividendo sui risultati dell'esercizio 2011 per 940,3 milioni di euro (pari a 0,10 euro per azione), deliberato nel mese di settembre 2011 e messo in pagamento nel mese di novembre dello stesso anno.

L'**indebitamento finanziario netto** a fine esercizio è pari a 13.594,0 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari allo 0,56 (0,54 a fine 2010).

Analisi della struttura finanziaria

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

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	1.307,0	4.161,7	(2.854,7)
- obbligazioni	14.275,8	15.366,9	(1.091,1)
- quote accollate e finanziamenti ricevuti da società controllate	2.500,0	2.797,2	(297,2)
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>18.082,8</i>	<i>22.325,8</i>	<i>(4.243,0)</i>
- crediti finanziari verso terzi	(159,4)	(152,7)	(6,7)
- quote accollate e finanziamenti concessi alle società controllate	(165,5)	(181,0)	15,5
Indebitamento netto a lungo termine	17.757,9	21.992,1	(4.234,2)
Indebitamento/(Disponibilità) a breve termine:			
- quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	4.113,3	805,5	3.307,8
- indebitamento a breve verso banche	636,4	40,0	596,4
- <i>cash collateral</i> ricevuti	642,1	306,0	336,1
<i>Indebitamento a breve termine</i>	<i>5.391,8</i>	<i>1.151,5</i>	<i>4.240,3</i>
- quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine	(0,3)	(0,6)	0,3
- quota a breve dei finanziamenti accollati/concessi	(15,5)	(17,0)	1,5
- finanziamenti a breve concessi a società del Gruppo	(120,0)	-	(120,0)
- altri crediti finanziari a breve	(22,3)	(1,3)	(21,0)
- <i>cash collateral</i> versati	(593,1)	(662,6)	69,5
- posizione finanziaria netta a breve verso società del Gruppo	(6.972,5)	(7.031,0)	58,5
- disponibilità presso banche e titoli a breve	(1.832,0)	(2.117,0)	285,0
Indebitamento/(Disponibilità) netto a breve termine	(4.163,9)	(8.678,0)	4.514,1
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	13.594,0	13.314,1	279,9

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2011 risulta pari a 13.594,0 milioni di euro e registra un incremento di 279,9 milioni di euro come risultato di una diminuzione dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine per 4.234,2 milioni di euro, più che compensata dalle minori disponibilità nette a breve termine per 4.514,1 milioni di euro. In particolare, il decremento dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine, pari a 4.234,2 milioni di euro, è dovuto principalmente:

- > ai rimborsi volontari, per un ammontare complessivo di 1.831,1 milioni di euro, relativi alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro, di cui:
 - 887,5 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
 - 637,6 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;

- 306,0 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016;

- > al rimborso anticipato del finanziamento *intercompany* con Enel Investment Holding BV per un importo pari a 300,0 milioni di euro;
- > alla riclassifica nell'indebitamento a breve delle quote correnti dell'indebitamento a lungo termine (complessivamente 2.213,3 milioni di euro).

Il decremento delle disponibilità nette a breve termine, pari a 4.514,1 milioni di euro, è ascrivibile essenzialmente:

- > alla citata riclassifica delle quote di indebitamento a lungo termine in scadenza entro il 31 dicembre 2012 (complessivamente 2.213,3 milioni di euro);
- > all'utilizzo di linee di credito bancarie per complessivi 2.636,4 milioni di euro.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	2.117,0	995,2	1.121,8
Cash flow da attività operativa	2.477,4	3.083,7	(606,3)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(7,5)	2.411,0	(2.418,5)
Cash flow da attività di finanziamento	(2.754,9)	(4.372,9)	1.618,0
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	1.832,0	2.117,0	(285,0)

Il cash flow generato da attività operativa, positivo per 2.477,4 milioni di euro, a fronte di 3.083,7 milioni di euro dell'esercizio precedente, registra un decremento di 606,3 milioni di euro essenzialmente riconducibile ai minori dividendi incassati.

Il cash flow generato dall'attività di investimento, negativo per 7,5 milioni di euro (positivo per 2.411,0 milioni di euro nell'esercizio precedente), si riferisce agli esborsi relativi all'acquisizione di quote complessivamente pari al 16,0% del capitale di CESI SpA (19,7 milioni di euro), alla ripatrimonializzazione della società Sviluppo Nucleare Italia (14,2 milioni di euro) e agli investimenti in attività materiali e immateriali (complessivamente pari a 13,3 milioni di euro). Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dall'incasso, per 39,7 milioni di euro, derivante dalla cessione delle partecipazioni detenute in Deval e Vallenergie. Il cash flow generato dall'attività di investimento rileva una riduzione di 2.418,5 milioni di euro rispetto al 2010 essenzialmente per la rilevazione, in tale esercizio, dell'incasso netto derivante dalla ces-

sione del 30,8% della partecipazione detenuta in Enel Green Power SpA.

Il cash flow da attività di finanziamento ha assorbito nell'esercizio liquidità per 2.754,9 milioni di euro, principalmente per effetto dei rimborsi su finanziamenti a lungo termine (2.937,0 milioni di euro) e del pagamento del saldo del dividendo 2010 e dell'acconto sui risultati 2011 (per complessivi 2.632,9 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla liquidità derivante dagli utilizzi di linee di credito bancarie a lungo termine (2.000,0 milioni di euro).

Nell'esercizio 2011 il cash flow generato da attività operativa, positivo per 2.477,4 milioni di euro, ha consentito di fronteggiare, in parte, il fabbisogno legato all'attività di investimento, pari a 7,5 milioni di euro, e quello da attività di finanziamento, pari a 2.754,9 milioni di euro. La differenza trova riscontro nella diminuzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2011 risultano pari a 1.832,0 milioni di euro a fronte di 2.117,0 milioni di euro di inizio esercizio.

Risultati delle principali società controllate

Enel Produzione SpA

Nel corso del 2011 Enel Produzione ha immesso in rete energia per 63,1 TWh (64,4 TWh nel 2010), di cui 50,7 TWh da fonte termoelettrica e 12,4 TWh da fonte idroelettrica. Rispetto all'esercizio 2010 l'energia immessa in rete è diminuita di 1,3 TWh. La variazione è dovuta alla riduzione della produzione da fonti rinnovabili (4,3 TWh), per effetto anche del diverso perimetro degli impianti conseguente al conferimento a SE Hydropower Srl, in data 1° giugno 2010, degli impianti idroelettrici (grandi derivazioni) ubicati nella provincia di Bolzano, alla cessione, in data 1° gennaio 2011, alla stessa società degli impianti idroelettrici (piccole derivazioni) ubicati nella medesima provincia e al conferimento, in data 1° novembre 2011, delle centrali di San Floriano e Stramentizzo a SF Energy Srl. La minor produzione da fonti rinnovabili è stata in parte compensata dalla maggior produzione termoelettrica (3,0 TWh) grazie anche all'entrata in esercizio a regime dell'impianto di Torrevaldaliga Nord nel nuovo assetto a carbone.

Le vendite di energia, inclusive delle quantità acquistate da SE Hydropower ed SF Energy (complessivamente pari a 2,2 TWh), sono state effettuate con contratti bilaterali, principalmente con Enel Trade, per 40,3 TWh (61,7%), in Borsa per 24,6 TWh (37,8%), mentre la restante parte, pari a 0,4 TWh (0,5%), si riferisce a energia incentivata. Le emissioni di CO₂ nel 2011 sono state pari a 36,9 milioni di tonnellate a fronte di quote assegnate al 31 dicembre 2011 per 38,1 milioni di tonnellate.

I principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società nel corso del 2011 sono:

- > la cessione, in data 1° gennaio 2011, del ramo di azienda "Concessioni di piccola derivazione idroelettrica nella provincia di Bolzano" a favore della controllata SE Hydropower Srl;
- > la cessione delle partecipazioni minoritarie in Platani Energia Ambiente Scpa e Tifeo Energia Ambiente Scpa a Elettroambiente SpA, dietro un corrispettivo complessivo di 0,8 milioni di euro;

- > la cessione a Powerflor Srl della titolarità della Convenzione preliminare per la produzione di energia incentivata, ai sensi del provvedimento CIP 6/1998, associata all'impianto a biomasse del Mercure, dietro corrispettivo di 18,6 milioni di euro;
- > la costituzione, in data 15 luglio 2011, della società Energy Hydro Piave Srl, detenuta per il 51,0% da Enel Produzione e per il restante 49,0% dal socio En & En SpA, alla quale sono state successivamente conferite le istanze per ottenere le concessioni alla realizzazione di due nuovi impianti idroelettrici a Busche e a Villanova, in provincia di Verona;
- > l'acquisizione di una quota di partecipazione, pari al 33,3%, nella società SF Energy Srl, già partecipata da Dolomiti Energia SpA e SEL Srl, previo conferimento del ramo di azienda "Centrale di San Floriano" e versamento di una somma di denaro;
- > l'erogazione di un finanziamento di 1,0 milione di euro alla collegata Compagnia del Porto di Civitavecchia SpA, per la durata di un anno;
- > il riconoscimento da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) di crediti, per complessivi 100,8 milioni di euro, spettanti per quote di emissione di CO₂ del 2010 riferite alla centrale di Torrevaldaliga Nord nel nuovo assetto a carbone, cui non erano state assegnate, a titolo gratuito, a causa dell'esaurimento della riserva per impianti nuovi entranti. Inoltre, il Comitato nazionale per la gestione delle direttive 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del Protocollo di Kyoto ha fissato il numero di quote di CO₂ spettanti a Enel Produzione per la sopracitata centrale negli anni dal 2010 al 2012. Conseguentemente la società ha stimato i crediti spettanti per l'esercizio 2011 pari a 102,9 milioni di euro.

I ricavi dell'esercizio 2011, complessivamente pari a 7.346,6 milioni di euro (6.851,7 milioni di euro nel 2010), si riferiscono essenzialmente a:

- > ricavi per vendite di energia elettrica a clienti terzi per 3.904,0 milioni di euro (4.525,9 milioni di euro nel 2010), in diminuzione di 621,9 milioni di euro, principalmente a seguito delle minori quantità vendute;
- > ricavi per vendite di energia elettrica a società del Gruppo per 2.825,4 milioni di euro (2.103,7 milioni di euro nel 2010), in aumento di 721,7 milioni di euro, essenzialmente per i maggiori quantitativi venduti con contratti bilaterali a Enel Trade;
- > ricavi per lavori in corso su ordinazione per 26,5 milioni di euro (25,3 milioni di euro nel 2010) relativi alle commesse in corso di realizzazione per conto di Enel Green Power SpA e SE Hydropower Srl;
- > altri ricavi e proventi per 470,3 milioni di euro (132,3 milioni di euro nel 2010), in aumento di 338,0 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente principalmente per effetto sia delle maggiori plusvalenze realizzate (183,1 milioni di euro), connesse essenzialmente al conferimento dei rami di azienda a SE Hydropower e SF Energy, sia dei maggiori ricavi connessi al riconoscimento delle quote di CO₂ assegnate a impianti nuovi entranti (173,4 milioni di euro).

I **costi operativi** dell'esercizio 2011 si sono attestati a 6.108,7 milioni di euro (5.979,1 milioni di euro nel 2010), registrando un incremento complessivo di 129,6 milioni di euro, da riferirsi principalmente:

- > all'incremento dei costi per acquisto di materie prime e materiali di consumo per 369,1 milioni di euro, essenzialmente connessi ai maggiori acquisti di combustibile e di energia elettrica;
- > ai minori costi per servizi per 80,5 milioni di euro, connessi principalmente al decremento dei corrispettivi accessori alle vendite di energia, dei costi per manutenzioni e riparazioni nonché dei costi di assicurazione;
- > al decremento dei costi del personale per 32,3 milioni di euro, in nesso agli effetti positivi connessi al rilascio della passività rilevata per lo "sconto energia", limitatamente ai dipendenti in servizio che, a seguito degli accordi sindacali intercorsi nell'esercizio, non usufruiranno più di tale beneficio, sostituito con misure di sostegno e valorizzazione della previdenza complementare;
- > alla diminuzione degli ammortamenti e perdite di valore per 4,9 milioni di euro, determinata essenzialmente dai minori ammortamenti, in parte compensati dalle maggiori perdite di valore;
- > al decremento degli altri costi operativi per 127,4 milioni di euro, dovuto principalmente ai minori accan-

tonamenti per rischi e oneri diversi, ai minori costi per certificati verdi e ai minori oneri per diritti di emissione di CO₂ riferiti ad acquisti di CERs.

I **proventi netti da gestione del rischio commodity** sono risultati pari a 118,2 milioni di euro (666,9 milioni di euro nel 2010) e presentano una riduzione di 548,7 milioni di euro, essenzialmente per il decremento dei proventi netti realizzati su contratti per differenza (606,4 milioni di euro) e su contratti di copertura del rischio di oscillazione del cambio connesso alle *commodity* (211,1 milioni di euro), in parte compensato dalla riduzione degli oneri netti sulle coperture del prezzo delle *commodity* (259,1 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, pari a 1.356,1 milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato nel 2010, evidenzia un decremento di 183,4 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni** ammontano a 73,7 milioni di euro (64,0 milioni di euro nel 2010). L'incremento, pari a 9,7 milioni di euro, deriva soprattutto da maggiori interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la Capogruppo (36,4 milioni di euro). Parziale compensazione è intervenuta principalmente per i dividendi erogati nell'esercizio dalla controllata SE Hydropower (6,1 milioni di euro), per gli interessi attivi maturati sui crediti per il canone aggiuntivo *ex lege* n. 266/2005 (6,9 milioni di euro), nonché per i minori oneri netti su contratti derivati relativi a tassi e cambi (4,7 milioni di euro) e i maggiori interessi passivi capitalizzati sui *qualifying asset* (4,6 milioni di euro).

L'**utile dell'esercizio**, al netto delle imposte di competenza pari a 493,7 milioni di euro, si attesta a 788,7 milioni di euro (959,1 milioni di euro nel 2010).

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 411,3 milioni di euro (627,2 milioni di euro nel 2010).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011, pari a 11.313,1 milioni di euro (11.343,0 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è costituito da attività immobilizzate nette per 11.561,4 milioni di euro, dal capitale circolante netto positivo per 285,3 milioni di euro, da fondi diversi e imposte differite nette per 533,6 milioni di euro.

Tale capitale investito è coperto dal **patrimonio netto** per 6.843,9 milioni di euro (7.161,4 milioni di euro al 31

dicembre 2010) e dall'**indebitamento finanziario netto** per 4.469,2 milioni di euro (4.181,6 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

La **consistenza del personale** in forza al 31 dicembre 2011 è pari a 5.808 unità a fronte di 6.030 unità al 31 dicembre 2010.

Enel Green Power SpA

Enel Green Power è la società 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 2011 Enel Green Power SpA ha immesso in rete energia per 11,6 TWh (12,2 TWh nel 2010), di cui 5,7 TWh da fonte idroelettrica (6,4 TWh nel 2010), 5,3 TWh da fonte geotermica (5,1 TWh nel 2010) e 0,6 TWh (0,7 TWh nel 2010) da altre fonti (eolico e fotovoltaico).

Rispetto all'esercizio precedente, l'energia immessa in rete è diminuita di 0,6 TWh a fronte sostanzialmente della riduzione della produzione idroelettrica, a seguito dell'eccellente idraulicità del 2010, e da fonte eolica per la minore disponibilità delle risorse, in parte bilanciata dall'incremento della produzione geotermica derivante dalla maggiore disponibilità della risorsa, principalmente nell'area di Larderello, Carbolì e Monteverdi.

Le vendite di energia sono state effettuate principalmente in Borsa per 6,3 TWh (8,2 TWh nel 2010) e con contratti bilaterali per 5,1 TWh (3,4 TWh nel 2010), 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 (0,6 TWh nel 2010), in diminuzione di 0,4 TWh a seguito della scadenza del regime incentivato CIP 6/92 riconosciuto ad alcuni impianti idroelettrici.

I principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società nel corso del 2011 sono:

- > la ripatrimonializzazione, per un importo pari a 400,0 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 France, Enel Green Power Hellas, Enel Green Power Romania ed Enel Green Power North America;
- > la ripatrimonializzazione, per un importo pari a 1,0 milione di euro, della controllata Taranto Solar Srl;

> l'acquisizione, per 11,0 milioni di euro, del 15% del capitale di Terrae SpA, società che ha lo scopo di riconvertire e valorizzare il settore bieticolo-saccarifero;

> l'acquisizione, per 8,9 milioni di euro, del 100% del capitale di Iris 2006 Srl, titolare di un progetto eolico nel comune di Cutro (Crotone), con una potenza autorizzata complessiva di 46 MW;

> l'acquisizione, per un importo pari a 0,4 milioni di euro, dell'80% del capitale di Enel Green Power San Gillio Srl (già Agatos Green Power San Gillio Srl), successivamente ripatrimonializzata per un importo complessivo pari a 2,0 milioni di euro e titolare di un progetto fotovoltaico, in costruzione nel comune di San Gillio (Torino), avente una capacità di circa 4,8 MW;

> l'acquisizione, per un importo pari a 1,4 milioni di euro, del 100% del capitale di Enel Green Power Canaro Srl (già Tecnoservice Srl).

I **ricavi** dell'esercizio 2011 sono complessivamente pari a 1.216,7 milioni di euro (1.119,3 milioni di euro nel 2010) e sono essenzialmente riferiti a ricavi da vendita e trasporto di energia per 872,4 milioni di euro (854,1 milioni di euro nel 2010), a ricavi da vendita di certificati verdi per 212,8 milioni di euro (199,5 milioni di euro nel 2010), nonché ad altre vendite e prestazioni di servizi per 99,8 milioni di euro (45,6 milioni di euro nel 2010).

I **costi operativi** si sono attestati a 717,0 milioni di euro (667,3 milioni di euro nel 2010) e si riferiscono essenzialmente per 316,0 milioni di euro agli ammortamenti delle attività materiali e immateriali (313,9 milioni di euro nel 2010), per 206,1 milioni di euro a costi per servizi (156,1 milioni di euro nel 2010), per 128,3 milioni di euro al costo del personale (115,8 milioni di euro nel 2010) e per 61,2 milioni di euro a costi per materie prime e materiali di consumo (62,4 milioni di euro nel 2010).

L'aumento dei costi operativi rispetto all'esercizio precedente, pari a 49,7 milioni di euro, riflette principalmente l'incremento sia dei costi per servizi prestati a favore delle

controllate di Enel Green Power sia il maggior costo del personale in linea con l'aumentata consistenza media, parzialmente compensato dalla riduzione degli accantonamenti netti a fondi per rischi e oneri.

Gli **oneri netti da gestione del rischio commodity**, pari a 6,6 milioni di euro (proventi netti per 80,2 milioni di euro nel 2010), si riferiscono agli oneri netti realizzati su contratti derivati su *commodity* chiusi nell'esercizio 2011.

Il **risultato operativo** risulta pari a 493,1 milioni di euro (532,2 milioni di euro nel 2010).

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 53,2 milioni di euro (26,5 milioni di euro nel 2010), si incrementano di 26,7 milioni di euro per effetto essenzialmente dei maggiori interessi passivi maturati sul finanziamento a lungo termine ricevuto da Enel Green Power International BV, in parte compensati da minori interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con Enel SpA.

L'**utile dell'esercizio**, al netto delle imposte di competenza pari a 192,7 milioni di euro, si attesta a 247,2 milioni di euro e si riduce di 97,1 milioni di euro rispetto al 2010.

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 339,4 milioni di euro (424,6 milioni di euro nel 2010).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011, pari a 8.571,8 milioni di euro (8.218,6 milioni di euro al 31 dicembre 2010), risulta costituito da attività immobilizzate nette per 8.530,7 milioni di euro (8.055,2 milioni di euro al 31 dicembre 2010), dal capitale circolante netto per 4,2 milioni di euro (175,2 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e dai fondi diversi e imposte differite nette per 36,9 milioni di euro (11,8 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Tale capitale investito risulta finanziato per 6.396,3 milioni di euro da mezzi propri (74,6%) e per 2.175,5 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (25,4%).

Al 31 dicembre 2011 il **patrimonio netto** risulta pari a 6.396,3 milioni di euro e rileva, rispetto al 31 dicembre 2010, un incremento di 93,6 milioni di euro riconducibile essenzialmente al risultato netto positivo conseguito nell'esercizio (247,2 milioni di euro), parzialmente compensato dalla distribuzione del dividendo 2010 (136,0 milioni di euro) e dalla riduzione della riserva da valutazione di strumenti finanziari derivati di *cash flow hedge* (17,8 milioni di euro).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2011 è pari a 1.756 unità a fronte di 1.682 unità al 31 dicembre 2010.

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 2011 la società si è rivolta a circa 31 milioni di clienti del mercato finale (libero, di salvaguardia e di maggior tutela) ai quali ha distribuito complessivamente 245,2 TWh, con una riduzione dello 0,4% rispetto al precedente esercizio (246,3 TWh nel 2010). Tale andamento,

sterilizzando l'effetto della variazione di perimetro conseguente alla cessione a terzi, in data 31 dicembre 2010, del ramo di azienda relativo alla "distribuzione di energia elettrica nel territorio della provincia autonoma di Bolzano", viene a presentarsi come un incremento dello 0,3%, che riflette l'aumento della domanda di energia elettrica in Italia (332,3 TWh nel 2011 rispetto ai 326,2 TWh del 2010).

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2011 si segnalano:

- > la sottoscrizione, in data 1° ottobre 2011, con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) di un contratto di finanziamento di 350,0 milioni di euro per una durata di 20 anni, destinato a una parte degli investimenti con-

- nessi agli interventi di efficientamento della rete elettrica nazionale, previsti nel piano industriale della società per il periodo 2012-2014. Tale finanziamento, erogato nel 2011, è assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel SpA;
- > la sottoscrizione, in data 24 ottobre 2011, dell'estensione a 1,0 miliardo di euro del "Contratto Quadro di Finanziamento" stipulato in data 23 aprile 2009 tra Enel Distribuzione e Cassa Depositi e Prestiti (Cdp) per un importo originario di 800 milioni di euro (interamente utilizzato nel 2010), che ha determinato l'erogazione nel 2011 da Cdp di un ulteriore finanziamento di 200,0 milioni di
- > ricavi relativi al trasporto di energia, che, tenuto anche conto dell'effetto dei meccanismi di perequazione, sono stati complessivamente pari a 5.895,4 milioni di euro (6.223,1 milioni di euro nel 2010). Rispetto all'esercizio precedente presentano una riduzione di 327,7 milioni di euro riconducibile essenzialmente all'iscrizione, nel periodo a raffronto, della quantificazione della componente tariffaria a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici (691,0 milioni di euro), in parte compensata dall'aumento dei ricavi da trasporto di energia relativi a esercizi precedenti (335,3 milioni di euro):



- euro, utilizzando i fondi concessi dalla BEI, con scadenza nel 2028. Tale ulteriore finanziamento è assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel SpA.
- I **ricavi** dell'esercizio 2011 sono complessivamente pari a 7.348,9 milioni di euro (7.286,8 milioni di euro nel 2010) e sono riferiti a:
- > altri ricavi, per 1.453,5 milioni di euro (1.063,7 milioni di euro nel 2010), in aumento di 389,8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, essenzialmente conseguente all'incremento dei contributi di connessione alla rete e di altri diritti accessori (173,5 milioni di euro), al più elevato contributo per i Titoli di Efficienza Energetica rilevato per l'obbligo 2010 (68,9 milioni di euro),

nonché all'aumento dei premi sulla continuità del servizio (64,8 milioni di euro).

I **costi operativi**, pari a 4.031,4 milioni di euro (4.419,2 milioni di euro nel 2010), evidenziano una riduzione di 387,8 milioni di euro derivante principalmente:

- > dalla riduzione del costo del personale, pari a 325,1 milioni di euro, a seguito degli effetti positivi connessi al rilascio delle passività rilevate per incentivi all'esodo (113,4 milioni di euro) e per lo "sconto energia" (84,4 milioni di euro), quest'ultima limitatamente ai dipendenti in servizio che, a seguito degli accordi sindacali intercorsi nell'esercizio, non usufruiranno più di tale beneficio, sostituito con misure di sostegno e valorizzazione della previdenza complementare;
- > dai minori accantonamenti a fondi rischi e oneri, per 167,2 milioni di euro, essenzialmente a fronte del rilascio, nel corso del 2011, dello stanziamento effettuato nell'esercizio precedente nell'ambito delle connessioni dei produttori per gli impianti realizzati entro il 31 dicembre 2010 (rilascio pari a 64,1 milioni di euro nel 2011 rispetto a un accantonamento di pari importo nel 2010);
- > dai maggiori consumi di materiali, per 106,2 milioni di euro, destinati in parte alla vendita a terzi (59,6 milioni di euro) e in parte a lavori in economia (46,6 milioni di euro).

Il **risultato operativo** del 2011, pari a 3.317,5 milioni di euro (2.867,6 milioni di euro nel 2010), evidenzia un incremento di 449,9 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 174,9 milioni di euro (156,9 milioni di euro nel 2010), evidenziano un aumento di 18,0 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'aumento degli interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la Capogruppo (20,8 milioni di euro).

L'**utile netto dell'esercizio** si attesta a 1.865,7 milioni di euro (1.765,9 milioni di euro nel 2010), al netto delle imposte sul reddito dell'esercizio pari a 1.276,9 milioni di euro (944,8 milioni di euro nel 2010).

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 1.346,5 milioni di euro (1.119,2 milioni di euro nel 2010).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011, pari a 11.274,6 milioni di euro (12.079,9 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è costituito da attività immobilizzate nette per 14.240,9 milioni di euro, dal capitale circolante netto negativo per 2.140,1 milioni di euro, da fondi diversi e imposte differite nette per 833,4 milioni di euro e da attività nette destinate alla vendita per 7,2 milioni di euro. Tale capitale risulta finanziato per 8.985,8 milioni di euro da mezzi propri (79,7%) e per 2.288,8 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (20,3%).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2011 è pari a 18.637 unità a fronte di 18.681 unità al 31 dicembre 2010.

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 deliberazione 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 2011 è stata pari a 332,3 TWh (326,2 TWh del 2010). L'energia venduta nell'esercizio da Enel Servizio Elettrico SpA è stata complessivamente pari a 63,4 TWh, da riferirsi esclusivamente al servizio di maggior tutela.

Nel corso del 2011 l'AEEG, con la delibera ARG/elt n. 127/11, ha rideterminato l'ammontare del meccanismo di reintegrazione, riguardante la remunerazione dei maggiori oneri sostenuti dagli esercenti la salvaguardia transitoria per le difficoltà di recuperare i crediti maturati nei confronti di tale segmento di clientela, riducendo tale corrispettivo da 91,1 milioni di euro (come determinato dalla delibera AEEG ARG/elt n. 190/10) a 60,0 milioni di euro; ciò ha comportato per la società la rilevazione di minori ricavi tariffari relativi agli esercizi precedenti per 31,1 milioni di euro.

Negli ultimi mesi del 2011 la società ha avviato trattative con più istituti di credito e società di *factoring*, con l'intenzione di valutare la fattibilità della cessione *pro soluto* dei propri crediti commerciali iscritti nei confronti della clientela *mass market*.

Tali trattative hanno portato alla conclusione di una operazione di cessione *pro soluto* dei crediti commerciali realizzata nel mese di dicembre 2011 con oggetto: crediti per fatture emesse per 1.240,8 milioni di euro e crediti per fatture da emettere per 836,0 milioni di euro.

Tali crediti, al netto di un costo complessivo dell'operazione di 47,3 milioni di euro, per 1.994,0 milioni di euro sono stati incassati nel 2011 e per la parte restante, pari a 35,5 milioni di euro, sono stati riclassificati nei "Crediti finanziari e titoli a breve termine".

Il beneficio finanziario netto dell'operazione di cessione sui crediti al 31 dicembre 2011 è stato complessivamente pari a 1.270,8 milioni di euro (79,8 milioni di euro al 31 dicembre 2010), con una riduzione di 434,8 milioni di euro del credito per fatture emesse e di 836,0 milioni di euro del credito per fatture da emettere.

Conseguentemente alla conclusione di tale operazione, la liquidità, ricevuta all'atto della cessione *pro soluto* dei crediti commerciali (1.200,0 milioni di euro), è stata investita mediante un accordo di deposito a lungo termine con Enel Finance International NV.

I **ricavi** dell'esercizio 2011 sono complessivamente pari a 10.066,9 milioni di euro e si riferiscono principalmente a ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica per 9.397,6 milioni di euro, nonché a contributi di allacciamento alle reti elettriche per 455,3 milioni di euro. Rispetto al 2010 rilevano una riduzione di 385,0 milioni di euro, da riferirsi essenzialmente al decremento dei ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica (313,7 milioni di euro), in nesso alla diminuzione sia delle quantità vendute sia dei ricavi ri-

conosciuti per il servizio di commercializzazione della vendita, in parte compensato dall'incremento dei ricavi medi a copertura dei costi di generazione, in linea con l'aumento del prezzo medio di acquisto dell'energia.

I **costi operativi**, pari a 10.020,1 milioni di euro, si riferiscono sostanzialmente per 6.108,8 milioni di euro all'acquisto di energia elettrica principalmente nei confronti dell'Acquirente Unico (6.102,3 milioni di euro) e per 3.533,5 milioni di euro a costi per servizi, di cui 3.387,2 milioni di euro verso società del Gruppo, legati essenzialmente al trasporto di energia (2.826,9 milioni di euro) e al servizio di connessione alle reti (346,1 milioni di euro). Il decremento dei costi operativi rispetto all'esercizio precedente, pari a 336,3 milioni di euro, è da riferirsi essenzialmente alla riduzione dei costi, nei confronti delle società del Gruppo, per il vettoriamento dell'energia elettrica (213,3 milioni di euro) e per il servizio di connessione alle reti (60,5 milioni di euro), nonché alla riduzione del costo del personale (55,5 milioni di euro), a seguito essenzialmente dei minori oneri per incentivi all'esodo nell'esercizio 2011 (42,2 milioni di euro) e degli effetti positivi connessi al rilascio della passività per lo "sconto energia" (11,9 milioni di euro), limitatamente ai dipendenti in servizio che, a seguito degli accordi sindacali intercorsi nell'esercizio, non usufruivano più di tale beneficio, sostituito con misure di sostegno e valorizzazione della previdenza complementare.

Il **risultato operativo**, positivo per 46,8 milioni di euro, presenta un decremento di 48,7 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010.

Gli **oneri finanziari netti**, pari a 1,3 milioni di euro, accolgono oneri finanziari per 23,0 milioni di euro (25,6 milioni nel 2010) e proventi finanziari e da partecipazioni per 21,7 milioni di euro (18,6 milioni nel 2010). Rispetto all'esercizio precedente, gli oneri finanziari netti presentano un decremento pari a 5,7 milioni di euro, essenzialmente riconducibile all'incremento dei proventi finanziari maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante per 6,2 milioni di euro e al decremento sia degli interessi passivi sui depositi cauzionali dei clienti per 3,0 milioni di euro, sia degli interessi passivi di mora e degli altri oneri finanziari verso terzi per 3,7 milioni di euro; tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento degli oneri finanziari su operazioni di cessione del credito per 4,6 milioni di euro e dal decremento degli interessi attivi di mora per 3,3 milioni di euro.

Il **risultato netto dell'esercizio** 2011 è positivo per 19,3 milioni di euro, al netto delle **imposte sul reddito** di competenza dell'esercizio pari a 26,2 milioni di euro.

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 29,5 milioni di euro, di cui 24,9 milioni di euro relativi a immobilizzazioni immateriali essenzialmente costituite da sistemi di fatturazione e gestione del credito.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011, negativo per 2.054,2 milioni di euro, è costituito da attività immobilizzate nette per 76,7 milioni di euro, dal capitale circolante netto negativo per 2.161,3 milioni di euro, da imposte differite attive nette per 162,7 milioni di euro e da fondi diversi per 132,3 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2011 il **patrimonio netto** risulta pari a 96,2 milioni di euro e rileva, rispetto al precedente esercizio, un incremento di 19,3 milioni di euro riconducibile al risultato netto positivo conseguito nell'esercizio.

Le **disponibilità finanziarie nette**, pari a 2.150,4 milioni di euro, presentano un incremento di 916,6 milioni di euro, essenzialmente per gli effetti della citata operazione di cessione *pro soluto* dei crediti, in parte compensata dalla minore esposizione creditoria sul conto corrente inter-societario intrattenuto con la controllante.

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2011 è pari a 2.754 unità a fronte di 2.795 unità al 31 dicembre 2010.

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 e 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 2011 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 2011 con circa 3,9 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 di cessioni *pro soluto* di parte dei propri crediti, alcune delle quali già avviate negli ultimi mesi del 2010.

In particolare, la società ha:

- > proseguito nell'operazione con UniCredit Factoring per la cessione *pro soluto* di crediti principalmente verso la Pubblica Amministrazione (P.A.);
- > proseguito nell'operazione con Ifitalia - Gruppo BNP Paribas per la cessione *pro soluto* di crediti verso Amministrazioni Pubbliche, centrali e territoriali;
- > proseguito nell'operazione di cessione *pro soluto* di crediti mediante cartolarizzazione in collaborazione con Banca IMI - Gruppo Intesa Sanpaolo interamente verso P.A.;
- > 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 crediti verso clienti privati;
- > avviato un'operazione con Mediofactoring per la cessione *pro soluto* di crediti verso clienti privati.

Si evidenzia che, dell'importo complessivo dei crediti oggetto di cessione, pari a 1.925,6 milioni di euro, 1.813,6 milioni di euro, al netto di interessi e commissioni, sono stati incassati già nel 2011.

I **ricavi delle vendite e delle prestazioni**, pari a 8.694,6 milioni di euro (9.122,7 milioni di euro nel 2010), si riferiscono principalmente alle vendite di energia elettrica per 4.099,6 milioni di euro, alle vendite di gas per 1.685,2 milioni di euro, nonché a vettoriamenti attivi per 2.841,5 milioni di euro. Rispetto al 2010, rilevano un decremento pari a 428,1 milioni di euro, essenzialmente determinato dalla diminuzione sia dei ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica, sia dei ricavi per vendita e trasporto di gas, a seguito principalmente della riduzione delle quantità vendute.

I **costi operativi**, pari a 8.705,6 milioni di euro (8.644,7 milioni di euro nel 2010), si riferiscono principalmente agli acquisti di energia elettrica per 3.448,2 milioni di euro, agli acquisti di gas per 1.507,1 milioni di euro e ai costi per servizi per 3.364,9 milioni di euro. L'incremento rispetto all'esercizio precedente di 60,9 milioni di euro è essenzialmente riconducibile all'aumento dei costi per servizi, in parte compensato dal decremento dei costi di acquisto di energia elettrica e di gas, in linea con la riduzione delle quantità vendute.

I **proventi netti da gestione rischio commodity** ammontano a 54,9 milioni di euro (oneri netti pari a 619,2 milioni di euro nel 2010) e si riferiscono a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio.

Il **risultato operativo**, positivo per 71,2 milioni di euro (negativo per 107,3 milioni di euro nel 2010), evidenzia un

miglioramento di 178,5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli **oneri finanziari netti**, pari a 49,2 milioni di euro (32,8 milioni di euro nel 2010), aumentano di 16,4 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'incremento degli interessi passivi sulle operazioni di cessione del credito, perfezionate dalla società nel corso del 2011.

Il **risultato dell'esercizio**, al netto delle imposte di competenza pari a 20,2 milioni di euro, è positivo per 1,8 milioni di euro (perdita di 99,9 milioni di euro nel 2010).

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 60,9 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 2011, pari a 1.414,0 milioni di euro (1.808,0 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è costituito da attività immobilizzate nette per 411,7 milioni di euro, dal capitale circolante netto per 911,4 milioni di euro, da fondi diversi e imposte differite nette per 90,9 milioni di euro. Tale capitale risulta finanziato per 1.114,7 milioni di euro da mezzi propri (78,8%) e per 299,3 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (21,2%).

Il **patrimonio netto**, al 31 dicembre 2011, risulta pari a 1.114,7 milioni di euro, in aumento, rispetto al precedente esercizio, di 35,5 milioni di euro per effetto dell'incremento della riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* per 33,7 milioni di euro e della rilevazione dell'utile dell'esercizio per 1,8 milioni di euro.

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2011 è pari a 991 unità a fronte di 1.010 unità al 31 dicembre 2010.

Enel Trade SpA

Nel corso dell'esercizio 2011 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 CO₂ necessarie all'adempimento degli obblighi previsti dalla normativa vigente da parte delle società di generazione del Gruppo.

Nel 2011 sono stati venduti 236,0 TWh di energia elettrica (171,0 TWh nel 2010), di cui 54,8 TWh a società del Gruppo Enel, 67,0 TWh a terzi nazionali e 114,2 TWh a terzi esteri. Sono stati inoltre intermediati combustibili per complessivi 20,7 Mtep (19,9 Mtep nel 2010), di cui 14,4 Mtep verso il Gruppo e 6,3 Mtep verso terzi.

I principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società nel corso del 2011 sono:

- > la conclusione della liquidazione e la cancellazione, in data 17 maggio 2011, della controllata al 100% Enel Service UK Ltd;
- > la ripatrimonializzazione, in data 31 agosto 2011, della controllata al 100% Enel Trade Hungary Kft, per un importo pari a circa 3,4 milioni di euro, e la successiva messa in liquidazione della stessa;
- > la costituzione delle società Enel Trade Croatia D.o.o. ed Enel Trade Serbia D.o.o. per lo svolgimento dell'attività di *trading* di energia elettrica rispettivamente in Croazia e Serbia, entrambe detenute al 100% e con un capitale sociale di circa 0,3 milioni di euro ciascuna.

I **ricavi delle vendite e delle prestazioni** del 2011 ammontano a 21.182,9 milioni di euro (15.020,2 milioni di euro nel 2010), in aumento di 6.162,7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto dell'aumento dei ricavi da vendita di energia elettrica (4.235,6 milioni di euro), conseguente all'incremento dei volumi trattati, da altre vendite e prestazioni (1.364,4 milioni di euro), essenzialmente connesse alle maggiori vendite di diritti di emissione di CO₂ e di combustibile (562,7 milioni di euro), queste ultime principalmente in nesso ai maggiori volumi di gas intermediati nonché all'incremento dei prezzi di vendita delle altre materie prime.

I **costi operativi** si sono attestati a 21.253,8 milioni di euro (15.090,7 milioni di euro nel 2010), registrando un incremento complessivo di 6.163,1 milioni di euro, da riferirsi

principalmente ai maggiori acquisti di materie prime e materiali di consumo, e in particolare di energia elettrica (4.226,6 milioni di euro), di materiali (1.223,8 milioni di euro), questi ultimi rappresentati sostanzialmente da certificati CO₂, nonché di combustibili (661,2 milioni di euro).

I **proventi netti da gestione rischio *commodity***, pari a 115,5 milioni di euro (140,0 milioni di euro nell'esercizio precedente), si riferiscono a contratti per differenza per 85,7 milioni di euro e ad altri contratti su *commodity* energetiche e petrolifere per 29,8 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2011 è pari a 61,0 milioni di euro, in diminuzione, rispetto al 2010, di 12,7 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni** ammontano a 9,3 milioni di euro (33,1 milioni di euro nel 2010) e presentano una riduzione pari a 23,8 milioni di euro, prevalentemente riferibile alle differenze di cambio (11,2 milioni di euro) e alla gestione di strumenti di finanza derivata a copertura della volatilità dei tassi di cambio, svolta attraverso la controllante Enel SpA (7,9 milioni di euro).

Il **risultato dell'esercizio**, al netto delle imposte di competenza pari a 26,2 milioni di euro, è positivo per 25,5 milioni di euro (30,4 milioni di euro nel 2010).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011 è pari a 1.606,3 milioni di euro, in aumento di 304,9 milioni di euro rispetto al valore di fine 2010, ed è costituito da attività immobilizzate nette per 219,1 milioni di euro, dal capitale circolante netto per 1.485,8 milioni di euro e da fondi diversi per 98,6 milioni di euro.

Tale capitale investito è coperto dal **patrimonio netto** per 974,5 milioni di euro (942,3 milioni di euro al 31 dicembre 2010), e dall'**indebitamento finanziario netto** per 631,8 milioni di euro (359,1 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2011 è pari a 348 unità a fronte di 322 unità al 31 dicembre 2010.

Enel Energy Europe SL

La società, di diritto spagnolo, costituita da Enel SpA in data 22 marzo 2006, ha come scopo l'attività di acquisizione, detenzione e gestione di partecipazioni e interessenze in altre società, spagnole o straniere.

In data 1° luglio 2011 la società ha acquistato da Endesa Servicios SL, per un corrispettivo pari a 250,0 milioni di euro, il ramo di azienda "Supporto informatico alle società del Gruppo Endesa". Tale operazione ha comportato il passaggio di 356 dipendenti da Endesa Servicios a Enel Energy Europe.

Nel mese di dicembre 2011 la società ha ricevuto, da Enel Finance International NV, la concessione di una linea di credito *revolving* per un ammontare di 2.000,0 milioni di euro con scadenza dicembre 2012, la quale al 31 dicembre 2011 non risulta ancora utilizzata.

I **ricavi** dell'esercizio 2011 sono complessivamente pari a 157,3 milioni di euro (1,1 milioni di euro nel 2010) e si riferiscono, per 151,4 milioni di euro (zero milioni di euro nel 2010), all'attività di supporto informatico svolta, a partire dal secondo semestre dell'esercizio, nei confronti delle società del Gruppo Endesa e, per 5,9 milioni di euro (1,1 milioni di euro nel 2010), ad altre prestazioni di servizi rese alle stesse.

I **costi operativi**, complessivamente pari a 147,1 milioni di euro (2,2 milioni di euro nel 2010), si riferiscono per 42,4 milioni di euro a costi per servizi, per 21,6 milioni di euro ai costi del personale, per 17,7 milioni di euro ad ammortamenti e perdite di valore e per 65,4 milioni di euro alle forniture di materiali. I costi operativi rilevano un incremento di 144,9 milioni di euro, da ricondurre alla citata acquisizione dell'attività di supporto informatico.

Il **risultato operativo**, positivo per 10,2 milioni di euro, presenta un incremento di 11,3 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti e proventi da partecipazioni**, pari complessivamente a 325,0 milioni di euro (proventi finanziari netti pari a 203,2 milioni di euro nel 2010), evidenziano un incremento di 528,2 milioni di euro rispetto a

quanto rilevato nell'esercizio precedente e si riferiscono a:

- > proventi da partecipazioni per 503,9 milioni di euro (1.002,0 milioni di euro nel 2010), relativi al dividendo legato ai risultati 2010 approvato dall'Assemblea degli Azionisti di Endesa del 30 giugno 2011. La riduzione rispetto al precedente esercizio, pari a 498,1 milioni di euro, è da imputare essenzialmente alla mancata erogazione, nel 2011, da parte di Endesa SA, di un acconto sul dividendo legato al risultato dell'esercizio in corso (487,4 milioni di euro nel 2010);
- > oneri finanziari netti per 828,9 milioni di euro (798,8 milioni di euro nel 2010), essenzialmente connessi agli interessi passivi maturati nell'esercizio sul finanziamento a lungo termine in essere con Enel Finance International.

Il **risultato dell'esercizio 2011** è negativo per 69,2 milioni di euro (positivo per 529,7 milioni di euro nel 2010).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011, pari a 38.255,0 milioni di euro, è costituito da attività immobilizzate nette per 38.049,9 milioni di euro, che riflettono essenzialmente il valore della partecipazione in Endesa (92,06% del relativo capitale), dal capitale circolante netto positivo per 221,1 milioni di euro e da fondi diversi per 16,0 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2011 il **patrimonio netto** risulta pari a 19.532,6 milioni di euro e rileva, rispetto al 31 dicembre 2010, un decremento di 331,0 milioni di euro riconducibile essenzialmente alla distribuzione del dividendo legato ai risultati 2010 (264,9 milioni di euro) e al risultato netto realizzato nell'esercizio (negativo per 69,2 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto** si attesta al 31 dicembre 2011 a 18.722,4 milioni di euro (18.695,5 milioni di euro nel 2010).

La **consistenza finale del personale** al 31 dicembre 2011 è pari a 380 unità (31 unità al 31 dicembre 2010).

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 2011 i principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società sono:

- > la cessione, nel mese di giugno 2011, a ContourGlobal LP, per un corrispettivo complessivo pari a 230,0 milioni di euro, del 100% della partecipazione detenuta nelle società olandesi Maritza East III Power Holding BV e Maritza O&M Holding Netherlands BV;
- > l'inizio, nel mese di settembre 2011, del processo di riorganizzazione delle società del Gruppo Enel operanti nel settore della riassicurazione, con conseguente conferimento, in data 30 novembre 2011, da parte della società e di Endesa SA delle partecipazioni rispettivamente detenute in Enel.Re Ltd e in Compostilla SA al nuovo veicolo societario Enel.Re NV appositamente costituito dalle due società, conferenti con una partecipazione paritaria al 50%, in data 5 agosto 2011.

I **ricavi** dell'esercizio 2011, pari a 75,8 milioni di euro, sono relativi principalmente per 56,4 milioni di euro al provento generato dall'adeguamento al *fair value* della partecipazione detenuta in Enel.Re Ltd, successivamente conferita in Enel.Re NV, e per 18,5 milioni di euro alla plusvalenza realizzata dalla già citata cessione a ContourGlobal LP dell'intero capitale delle controllate olandesi.

I **costi**, pari a 46,1 milioni di euro (4,8 milioni di euro nel 2010), sono rappresentati principalmente:

- > per 13,2 milioni di euro da "Costi per servizi", essenzialmente riferibili al riaddebito da parte di Enel Ingegneria e Innovazione SpA di parte dei costi sostenuti nell'ambito del progetto "Livadia", che prevede lo sviluppo di un impianto a ciclo combinato da 443 MW a Livadia, in Beozia, attraverso Enelco SA, società controllata al 75% da Enel Investment Holding e per il restante 25% da Prometheus Gas (*joint venture* tra la russa Gazprom e la greca Copelouzos Group);
- > per 32,3 milioni di euro dagli "Ammortamenti e perdite di valore", relativi essenzialmente agli *impairment*

effettuati sulle società Enel Rus, Enel Albania e Marcinelle Energie.

I **proventi finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 139,2 milioni di euro, sono costituiti da:

- > proventi da partecipazioni per 156,7 milioni di euro, legati ai dividendi distribuiti da Res Holding BV (119,6 milioni di euro), da Enel France Sas (17,5 milioni di euro), dalle società rumene Enel Distributie Banat ed Enel Distributie Dobrogea (complessivamente pari a 17,4 milioni di euro) e da Bayan Resources (2,2 milioni di euro);
- > oneri finanziari netti per 17,5 milioni di euro, riconducibili principalmente agli interessi passivi netti maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA (14,3 milioni di euro).

L'**utile dell'esercizio** è pari a 168,7 milioni di euro (41,8 milioni di euro nell'esercizio 2010).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011, pari a 4.956,8 milioni di euro (5.144,6 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è costituito da attività immobilizzate nette per 5.350,0 milioni di euro, relative essenzialmente alle partecipazioni detenute, e dal capitale circolante netto negativo per 393,2 milioni di euro.

Il **patrimonio netto** risulta pari a 4.497,2 milioni di euro, in aumento di 168,6 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010, per effetto sostanzialmente del risultato positivo conseguito nell'esercizio.

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 459,6 milioni di euro (816,0 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è sostanzialmente determinato dalla posizione finanziaria a debito verso la Capogruppo per 472,1 milioni di euro (819,5 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2011 è pari a 5 unità, in aumento 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 2011 la società ha:

- > ricevuto il completo rimborso della linea di credito rotativa da 200,0 milioni di dollari concessa, nel 2007, alla società Artic Russia BV;
- > ricevuto il completo rimborso della linea di credito rotativa di originari 5,0 milioni di euro, incrementata nel corso del 2010 fino a 10,0 milioni di euro, concessa nel 2009 a Enel Trade Hungary Kft;
- > stipulato un accordo di deposito a lungo termine con Enel Servizio Elettrico SpA per la gestione della liquidità generata da quest'ultima a seguito di un'operazione di cessione *pro soluto* dei propri crediti commerciali, per un importo di 1.200,0 milioni di euro;
- > incrementato fino a 600,0 milioni di euro la linea di credito rotativa concessa, nel 2007, a Enel France SA che, a fine 2011, risultava utilizzata per 387,9 milioni di euro;
- > rinnovato la scadenza fino al 31 dicembre 2012 e incrementato fino a 242,0 milioni di euro la linea di credito rotativa concessa, il 15 marzo 2010, a Marcinelle Energie SA. Al 31 dicembre 2011 risultava utilizzata per 193,5 milioni di euro.

Relativamente alla linea di credito rotativa concessa, nel 2009, alla società Enel Lease EURL, la stessa risulta utilizzata a fine 2011 per 29,3 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 376,0 milioni di euro e per 2.274,9 milioni di euro al 31 dicembre 2011.

Si ricorda che, in data 1° gennaio 2008, la società aveva concesso alla Capogruppo due finanziamenti a lungo termine, rispettivamente di 2.644,3 milioni di euro e di 7.865,0 milioni di euro, entrambi con scadenza 31 dicembre 2013. Il 1° febbraio 2010 il primo finanziamento è stato rimborsato, mentre il secondo è stato rinegoziato per un valore residuo di 2.500,0 milioni di euro prevedendo la scadenza a 15 anni. Nel corso del 2010, invece, Enel Energy Europe SL aveva ricevuto l'incremento fino a 18.000,0

milioni di euro e l'estensione della scadenza al 30 novembre 2019 dell'originaria linea di credito di 10.000,0 milioni di euro accordata dalla società in data 30 novembre 2009.

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 non ancora utilizzata a dicembre 2011, 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 2012, la quale al 31 dicembre 2011 non risulta ancora utilizzata.

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 utilizzata dalla società per 1.000,0 milioni di euro alla data del 31 dicembre 2011.

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, obbligatori e volontari il *Credit Facility Agreement*, al 31 dicembre 2011, risulta in capo alla società per un valore nominale di 1.523,3 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 2011 è pari a 2.015,6 milioni di euro.

Per quanto riguarda il programma di emissione "Global Medium Term Notes" per 25 miliardi di euro (incrementato dal Consiglio di Amministrazione della società, nel mese di ottobre 2011, fino a 30 miliardi di euro), che vede quali emittenti la società ed Enel SpA, alla data del 31 dicembre 2011 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, nonché 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. Il controvalore in euro, al 31 dicembre 2011, delle "Notes" è di complessivi 17,7 miliardi di euro.

Gli **oneri diversi**, pari a 3,9 milioni di euro, sono relativi per 3,1 milioni di euro a spese di funzionamento e per 0,8 milioni di euro a costi del personale.

I **proventi finanziari netti**, pari a 118,2 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 98,8 milioni di euro (77,8 milioni di euro nel 2010), al netto delle imposte di competenza pari a 15,5 milioni di euro.

Il totale dei **fabbisogni** al 31 dicembre 2011 è pari a 509,8 milioni di euro, evidenziando un incremento di 532,3 milioni di euro rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2010, a seguito essenzialmente dell'aumentata attività di *lending* svolta a favore delle società del Gruppo. Tali fabbisogni risultano totalmente coperti dal patrimonio netto, pari a 1.470,3 milioni di euro (1.258,7 milioni di euro al 31 dicembre 2010), mentre la posizione finanziaria netta è positiva per 960,5 milioni di euro (positiva per 1.281,2 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2011 è pari a 5 unità, in aumento di 2 unità rispetto al precedente esercizio.

Enel Servizi Srl

Enel Servizi ha l'obiettivo di presidiare in modo complessivo e unitario, a beneficio di tutte le società del Gruppo, i processi di approvvigionamento e di acquisto relativi a forniture di beni, lavori e servizi, le attività amministrativo-contabili, gli adempimenti di amministrazione del personale, la formazione del personale, le attività relative alla gestione e ottimizzazione del patrimonio immobiliare e la gestione dei sistemi di *Information and Communication Technology*.

La struttura operativa della società comprende le direzioni operative *Information and Communication Technology*, Gestione Servizi e Immobiliare, Amministrazione, Amministrazione del personale, Acquisti ed Enel University.

Nel corso dell'esercizio, il progetto di costituzione di un fondo comune di investimento immobiliare cui apportare gli immobili non strumentali del Gruppo, avviato dalla società nel 2009, ha visto progressivamente prorogate le date di apporto fino alla data ultima del 30 settembre 2011. In particolare, nel corso dell'ultimo trimestre 2011, tenuto

conto della decisione di non prorogare ulteriormente la data di apporto, è stato avviato lo studio per l'individuazione di una strategia di cessione degli immobili alternativa al fondo e alle normali procedure di vendita adottate.

I **ricavi** dell'esercizio sono pari a 1.112,4 milioni di euro (1.083,7 milioni di euro nel 2010) e presentano un incremento di 28,7 milioni di euro principalmente per effetto dell'aumento dei ricavi per prestazioni di servizi, essenzialmente connessi alla telefonia, all'attività informatica e a prestazioni di natura immobiliare, parzialmente compensato dal decremento 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 1.029,3 milioni di euro (1.043,5 milioni di euro nel 2010), rilevano un decremento di 14,2 milioni di euro essenzialmente determinato dalla riduzio-

ne dei costi del personale (39,8 milioni di euro), parzialmente compensata dall'aumento degli altri costi operativi (13,3 milioni di euro), sostanzialmente per i maggiori accantonamenti dell'esercizio ai fondi rischi e oneri, e dai maggiori costi per servizi e godimento beni di terzi (10,9 milioni di euro), principalmente per servizi informatici. La contrazione del costo del personale risente degli effetti positivi connessi al rilascio della passività rilevata per lo "sconto energia" (12,9 milioni di euro), limitatamente ai dipendenti in servizio che, a seguito degli accordi sindacali intercorsi nell'esercizio, non usufruiranno più di tale beneficio, sostituito con misure di sostegno e valorizzazione della previdenza complementare, e dei minori oneri per incentivo all'esodo del personale nell'esercizio 2011 (23,3 milioni di euro).

Il **risultato operativo** è positivo per 83,1 milioni di euro (40,2 milioni di euro nel 2010).

Gli **oneri finanziari netti** ammontano a 15,0 milioni di euro (13,6 milioni di euro nel 2010) e si riferiscono per 1,0 milioni di euro a proventi finanziari, principalmente connessi agli interessi attivi maturati sul conto corrente intersocietario (0,5 milioni di euro), a proventi da strumenti finanziari derivati (0,2 milioni di euro) nonché a differenze positive di cambio (0,2 milioni di euro), e per 16,0 milioni

di euro a oneri finanziari, relativi essenzialmente agli interessi passivi e altri oneri maturati su finanziamenti a medio e lungo termine (7,3 milioni di euro).

Il **risultato dell'esercizio**, al netto delle imposte di competenza pari a 38,3 milioni di euro, è positivo per 29,8 milioni di euro (5,1 milioni di euro nel 2010).

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 47,6 milioni di euro.

Il **capitale investito netto**, pari complessivamente a 447,6 milioni di euro, è composto da immobilizzazioni nette per 574,8 milioni di euro, dal capitale circolante netto positivo per 34,5 milioni di euro e da fondi diversi e imposte anticipate nette per complessivi 161,7 milioni di euro. Tale capitale investito netto risulta totalmente finanziato dal **patrimonio netto**, pari a 524,0 milioni di euro (499,1 milioni di euro al 31 dicembre 2010), mentre la **posizione finanziaria netta** è positiva per 76,4 milioni di euro (indebitamento finanziario netto pari a 62,8 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

La **consistenza finale del personale** è pari a 3.817 unità al 31 dicembre 2011 (3.954 unità al 31 dicembre 2010).

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Con riferimento alle attività di *business*:

- > proseguono le attività di attuazione dei modelli e dei sistemi di *risk management* di Gruppo e di potenziamento delle unità presso le Divisioni; sono stati costituiti, a livello di Gruppo, i comitati Rischio Finanziario, Rischio *Commodity* e Rischio Credito;
- > è stato strutturato il *business* della funzione *Upstream Gas*, in linea con il piano strategico di Gruppo;
- > con riferimento alla Divisione Mercato, è stata riorga-

di *business* Generazione, si è costituita un'unica filiera idroelettrica e sono stati riorganizzati gli impianti sul territorio italiano. Inoltre, si sono riorganizzate le unità centrali di manutenzione degli impianti termoelettrici e idroelettrici, secondo le migliori prassi del *project management* per facilitare lo *sharing* delle esperienze;

- > nell'ambito della Divisione Energie Rinnovabili, si è completato il consolidamento del nuovo modello organizza-



nizzata l'area *Marketing*, nella direzione di un completo accentramento di responsabilità volto a migliorare le offerte di prodotti e servizi seguendo una logica "*end-to-end*", ed è stata ristrutturata l'unità *Customer Care* per la clientela del servizio di maggior tutela, al fine di migliorare il coordinamento delle attività di *front end*, di *back office* e di *compliance* commerciale;

- > nell'ambito della Divisione Generazione ed Energy Management, e in particolare con riferimento all'area

tivo e si è proceduto alla riorganizzazione di Enel.sì (*business retail*), al fine di conseguire una maggiore efficacia commerciale della rete di *franchising*, in modo da cogliere al meglio le evoluzioni dei mercati locali;

- > nell'ambito della Divisione Iberia e America Latina, è stato riorganizzato l'assetto dell'area latinoamericana e delle strutture Paese secondo un modello a matrice volto a ottimizzare gli investimenti e a operare secondo *best practice* comuni;

> prosegue l'attività di integrazione tra Enel ed Endesa, che ha portato alla definizione della *governance* in merito alla gestione centralizzata delle attività di *carbon strategy* in termini di procedure, poteri, controllo di gestione, gestione del personale.

Nell'ambito delle attività finalizzate all'integrazione:

- > è stato avviato il progetto *One Company*, finalizzato:
 - alla definizione e al disegno di una nuova "*lean holding*", con responsabilità di indirizzo e controllo strategico e di guida di tutti i processi di *staff* dell'intero Gruppo (tale fase è stata completata nel corso del 2011);
 - alla definizione di tre funzioni "globali": *Procurement*, *ICT*, *Business Services*;
 - all'adozione di un nuovo modello operativo, partendo dalla riorganizzazione dei processi di *staff*, ricercando sinergie di Gruppo ed eliminando le attività ridondanti e prive di valore aggiunto;
- > è stato applicato il nuovo modello di *management*, lo strumento che in maniera trasparente classifica i ruoli chiave del Gruppo nonché individua i processi di sviluppo e mobilità delle risorse nel perimetro dei ruoli manageriali, introducendo un linguaggio internazionale comune, svincolato dalle categorie contrattuali dei diversi Paesi in cui il Gruppo è presente. Il modello evidenzia la natura di multinazionale di Enel, con circa il 50% dei ruoli manageriali presenti in Paesi diversi dall'Italia;

- > nell'ambito del *Performance Improvement Program* di Gruppo, continua lo sviluppo del progetto *Best Practice Sharing* (BPS), che ha l'obiettivo di estrarre valore dalla dimensione multinazionale del Gruppo tramite la condivisione delle *best practice* operative e l'allineamento dei processi e dei controlli. Il progetto ha creato benefici tangibili e valori tecnici e culturali comuni;
- > prosegue il progetto *SAP HR Global*, che vuole supportare il processo di convergenza verso la *One Company* fornendo soluzioni tecnologiche basate sulle priorità del *business*. Il progetto mira a fornire alla funzione *Human Resources* di Gruppo gli stessi processi, gli stessi sistemi, gli stessi *report* e dati omogenei tramite la creazione di un'architettura di sistema globale basata su un *master data* integrato, garantendo anche l'integrazione con i sistemi locali. I principali benefici attesi sono la standardizzazione delle metodologie di lavoro, la maggiore efficienza dei processi e delle persone, la disponibilità di dati consolidati e la riduzione dei costi tramite l'integrazione dei processi e il consolidamento dei sistemi;
- > è stata consolidata la *governance* relativa alla gestione del portale Global InEnel, esteso all'intero Gruppo e finalizzato alla costituzione di una nuova intranet aziendale volta a promuovere la condivisione di progetti, cultura e *best practice* all'interno del Gruppo rinforzando il senso di appartenenza e il coinvolgimento nella strategia aziendale. Nel corso del 2011 il portale Global InEnel è stato lanciato in Slovacchia, Romania, Russia e Francia.

Selezione

Il processo di selezione e reclutamento è orientato alla ricerca dei migliori talenti che dimostrino di possedere le capacità attitudinali e le competenze tecnico-specialistiche più adeguate ai ruoli da ricoprire. Nel 2011 le attività di selezione si sono concentrate in modo particolare sui processi di ricerca e inserimento di giovani laureati e diplomati; una parte minore delle assunzioni ha riguardato figure con esperienza. Gli strumenti e i canali utilizzati per il reperimento delle candidature sono stati prioritariamente il sito internet e in secondo luogo le relazioni e i contatti instaurati con scuole e università con cui sono attive specifiche convenzioni. L'*iter* di selezione ha previsto sia una fase orientata a una valutazione attitudinale e motivazionale sia una maggiormente focalizzata sugli aspetti

tecnico-professionali. La valutazione delle *soft skill* sia per i profili *junior* sia per quelli *senior* rispecchia le competenze chiave attese dalle diverse popolazioni aziendali e individuate all'interno del modello di *leadership* di Gruppo. Le attività seguite dall'unità di Selezione per promuovere e rafforzare l'immagine di Enel come "*Employer of Choice*" presso i segmenti più pregiati del mercato del lavoro hanno consentito di conseguire per il terzo anno consecutivo la certificazione dell'Istituto Internazionale CRF di azienda "*Top Employer*" in Italia.

Nell'ottica di promuovere e valorizzare lo sviluppo di percorsi professionali internazionali è stato dato ampio spazio al processo di mobilità, che, in linea con quanto previsto dal modello di *management* aziendale, ha portato alla pubbli-

cazione di 15 *job posting* per posizioni manageriali (*Vice President* e *Director*) e di ulteriori 35 posizioni non manageriali da ricoprire all'interno del Gruppo. I processi hanno

visto il coinvolgimento complessivo di circa 500 dipendenti del Gruppo provenienti da tutte le Divisioni e da vari Paesi che hanno deciso di presentare la loro candidatura.



Sviluppo

Le attività di sviluppo hanno promosso principalmente il miglioramento dei processi esistenti: il sistema di *performance management*; il sistema di *talent management* e, relativamente all'indagine di clima 2010, la valorizzazione dei risultati.

La *performance review*, che ha coinvolto circa 28.000 persone, è stata improntata a una maggior trasparenza del processo, degli oggetti di valutazione e dei risultati conseguiti.

L'utilizzo di una analoga scheda sia per l'autovalutazione sia per la valutazione da parte del proprio responsabile, volta a raccogliere la *performance* qualitativa e quantitativa, ha avuto l'obiettivo di rendere più chiaro l'oggetto e i criteri di valutazione e di facilitare il confronto tra responsabile e collaboratore. Inoltre, a garanzia di una maggiore equità, è stato reso più efficace il processo di bilanciamento, guidato dalle strutture di *line* nei contenuti e garantito dalla

funzione Personale e Organizzazione per quanto riguarda il rispetto delle linee guida di processo e delle regole. Infine, è stata garantita completa visibilità della valutazione al valutato al termine della fase di *feedback*.



La *performance review* così riformulata rappresenta lo strumento attraverso il quale l'organizzazione ha affrontato il tema della qualità, responsabilità e rilevanza della valutazione. I numeri della valutazione raccolti a fine processo lo testimoniano: la percentuale di valutazioni completate nel 2011 è molto alta (oltre il 99% sul totale), in continuità con il risultato 2010. Un maggior numero di persone ha colto l'opportunità dell'autovalutazione: circa il 5% in più rispetto all'anno precedente (il 68% nel 2011 contro il 63% del 2010). Inoltre, è stata rilevata una maggiore efficienza e qualità del processo con la sensibile riduzione (-50%) delle schede modificate in seguito al bilanciamento.

Sempre riguardo alla valutazione delle *performance*, come

lo scorso anno, le prime e seconde linee di Gruppo sono state coinvolte col sistema *Feedback 360°*, per un totale di 180 persone valutate.

Nell'ambito della valutazione delle competenze e conoscenze tecniche, per la famiglia Amministrazione, Finanza e Controllo è stata completata la valutazione della popolazione con l'allargamento a Endesa (circa 900 persone) ed è stata coinvolta, per la prima volta, l'area *Energy Management* a valle del completamento del sistema professionale che l'ha riguardata (circa 400 persone).

Processi di valutazione delle competenze e della *performance* sono stati attuati e adottati nelle diverse realtà in cui è presente il Gruppo Enel, fino a raggiungere un totale di persone valutate superiore alle 46.000 unità.

Nel corso dell'anno è stato inoltre lanciato il *Global Professional System* (GPS), con l'obiettivo di definire a livello di Gruppo un catalogo globale delle competenze tecnico-professionali di ciascuna famiglia e area professionale, uno strumento che si focalizza sulle competenze presenti nel Gruppo in modo trasversale, integrato e globale.

Sulla base delle esperienze precedenti sono stati definiti nel corso del 2011 obiettivi, tempi e modalità di lavoro per lo sviluppo futuro del progetto. Un primo *deployment* dell'attività sarà realizzato nel corso del 2012, in particolare su due delle aree professionali core per il Gruppo: Generazione e Ingegneria e Costruzioni. Inoltre, sempre nel corso del 2012 saranno definiti su ciascuna area professionale i *key professional role*, ovvero i ruoli che per l'impatto elevato sul *business* e per l'elevata competenza richiesta, rappresenteranno nel Gruppo il top della carriera tecnica.

Per quanto riguarda il sistema di *talent management*, sono stati aggiornati i criteri di accesso, anche alla luce del nuovo modello di *management* di Gruppo, ed è stato definito un unico sistema di Gruppo, in linea con il processo di costruzione della *One Company*: il Pool 1, costituito da *manager* in crescita che nel medio termine possono ambire alle posizioni di *Senior Vice President* e di *Executive Vice President*; il Pool 2, costituito da aspiranti *manager*, attualmente su posizioni pre-manageriali con ruoli di coordinamento o a elevato contenuto tecnico-professionale; il Pool 3, costituito da giovani risorse con alto potenziale. Per tutti i *target* i requisiti di accesso prevedono di aver ottenuto, negli ultimi anni, una valutazione molto positiva, di possedere una buona padronanza dell'inglese e di aspirare ad accrescere il proprio profilo.

con esperienze di trasversalità e/o internazionalità.

In continuità con gli anni precedenti, al Pool 1 è dedicato il LEEP (*Leadership for Energy Executive Program*), una delle iniziative di formazione più prestigiose organizzate da Enel, realizzato presso la Harvard Business School; al Pool 2 è dedicato il LEMP (*Leadership for Energy Management Program*), realizzato presso SDA Bocconi e IESE.

Infine, per quanto attiene al clima aziendale, i nuovi risultati, comparati anche con quelli degli anni precedenti hanno avuto larga eco nelle *cascade* divisionali, in tutto il perimetro del Gruppo, anche a livello di micro-realtà organizzativa grazie all'azione dei responsabili locali.

La partecipazione alla terza indagine di clima è stata elevata (82%) e i risultati, comparati con quelli dell'indagine

di clima 2008 hanno rilevato, a parità di perimetro, un importante miglioramento sui diversi temi della vita lavorativa: coinvolgimento, allineamento, eccellenza operativa, gestione del cambiamento, meritocrazia, fiducia e senso di appartenenza. La generale soddisfazione sul proprio lavoro è condivisa dal 69% dei rispondenti, e l'87% ritiene che le proprie responsabilità siano chiare. Nel 2011 i risultati dell'indagine di clima e le azioni di miglioramento sono stati oggetto dei *workshop* che, nei mesi di maggio e giugno, hanno coinvolto 660 responsabili locali di tutte le realtà del Gruppo. A valle di questo percorso sono state pianificate 1.817 azioni di miglioramento, da realizzare sino alla prossima indagine di clima (la quarta), prevista per la fine del 2012. Di queste, oltre il 95% è già stato avviato nel corso del 2011.

Formazione

L'introduzione del nuovo modello manageriale ha comportato una necessaria rivisitazione della struttura e dei temi del *Leadership Curriculum*. Enel University ha creato, quindi, la nuova offerta formativa istituzionale in modo da coprire i fabbisogni dei diversi *target* del nuovo modello manageriale, puntando a supportare la *performance* e, al contempo, a favorire un'adeguata adesione alla copertura del nuovo ruolo organizzativo.

L'offerta formativa include ora, oltre ai programmi già esistenti, rivisti nei contenuti alla luce delle priorità aziendali, percorsi totalmente nuovi, già definiti nei loro macro-contenuti e nella struttura generale.

Per i programmi *JET International* e *Welcome in Enel* (destinati ai neoassunti) e per il percorso dedicato ai nuovi gestori di risorse e *professional*, si è adottata come per i precedenti la logica dell'aggiornamento dei moduli didattici; sono stati rivisti anche i percorsi *Post Performance Review*, per quadri e impiegati, inserendo titoli e temi aggiornati. 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 *Safety Academy* e progettata l'architettura della *Energy Management Academy*.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva nell'anno 2011 si è mossa in 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 ribadita 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 in Italia 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

La strategia che Enel ha adottato dal 2008 per il miglioramento degli *standard* di sicurezza sul lavoro è rappresentata dal *Nine Points Safety Improvement Plan*, un progetto innovativo basato sul forte *commitment* del *top management* aziendale e sull'adozione di un approccio interfunzionale alla sicurezza. Il progetto *Nine Points*, in questi tre anni di attuazione, ha prodotto un importante cambiamento nella cultura aziendale, contribuendo a rivedere e focalizzare in ottica *safety* i principali processi collegati. I nove *team* del progetto hanno individuato leve di intervento che sono entrate a far parte dei processi aziendali, diventando una prassi ormai consolidata.

Le linee di azione che hanno guidato le attività 2011 si sono incentrate sulla promozione di comportamenti sicuri, sul potenziamento dell'approccio preventivo alla gestione della sicurezza e sul consolidamento dei processi di appalto in ottica *safety*.

Nel 2012 proseguirà il percorso di evoluzione *Nine Points* da progetto a processo, seguendo nuove linee di azione, e verrà attuata una nuova iniziativa, *One Safety*, unica per tutte le Divisioni, finalizzata a promuovere un impegno coordinato e sinergico in grado di produrre un significativo miglioramento nel percorso verso l'obiettivo "zero infortuni". Il progetto è caratterizzato da un forte *commitment* dell'Amministratore Delegato ed è focalizzato su due direttrici: promozione di comportamenti sicuri e responsabili e potenziamento della *leadership* per la sicurezza.

Nel corso del 2011 grande attenzione è stata data alla promozione della cultura della sicurezza e di comportamenti sicuri, attraverso lo sviluppo di progetti e iniziative di sensibilizzazione mirati. È stato potenziato l'approccio preventivo alla sicurezza con la diffusione del "*pre-job check*", un incontro preliminare all'avvio dei lavori, finalizzato ad assicurare che tutti i componenti della squadra siano informati sui rischi relativi all'attività da svolgere e sulle modalità operative da seguire per effettuare il lavoro in sicurezza. Sono stati realizzati, inoltre, video e campagne di sensibilizzazione per promuovere il processo di segnalazione e gestione dei "*near miss*"⁽¹⁾, oltre a video, manuali e opuscoli di informazione e sensibilizzazione, a supporto dei processi di salute e sicurezza.

A dicembre è stato lanciato il sito *Global Health&Safety*, una nuova sezione della intranet aziendale dedicata alle

tematiche della salute e sicurezza nella quale vengono veicolati informazioni, strumenti e servizi in materia di salute e sicurezza per sensibilizzare il personale e stimolarlo a contribuire alla creazione di valore nel campo della sicurezza attraverso la rete aziendale. Nel sito è presente una nuova sezione dedicata ai temi della prevenzione sanitaria, dell'alimentazione e del benessere, per promuovere uno stile corretto di vita sia sul lavoro sia nella vita quotidiana. Quest'anno, infatti, è stata data grande enfasi al tema della salute per sottolineare come l'attenzione di Enel sia rivolta anche alla promozione di uno stile di vita sano e responsabile.

Sono state lanciate, infine, campagne sul rischio elettrico dedicate a sensibilizzare i terzi che possono venire accidentalmente a contatto con le linee elettriche: sono stati distribuiti, in particolare, opuscoli informativi rivolti ai pescatori e alle imprese edili che utilizzano betoniere.

A novembre 2011 si è svolta la quarta edizione dell'*International Safety Week*, un progetto "*worldwide*" ormai consolidato che, per una settimana, vede in tutto il perimetro Enel l'organizzazione di iniziative di formazione, comunicazione e sensibilizzazione dedicate alle tematiche di salute e sicurezza, che coinvolgono non solo i lavoratori ma anche le imprese appaltatrici e le comunità, per promuovere in tutta l'azienda e nel contesto che la circonda una visione omogenea e un unico approccio alla sicurezza. Nell'edizione 2011 sono state realizzate 1.607 iniziative, oltre il 20% in più rispetto allo scorso anno, che hanno coinvolto 82.323 partecipanti in tutto il mondo.

La quarta edizione della ISW si è contraddistinta per un particolare riconoscimento: la medaglia per l'alto valore simbolico dell'iniziativa conferita dal Presidente della Repubblica Italiana Giorgio Napolitano all'Amministratore Delegato e Direttore Generale Fulvio Conti.

Un'altra delle linee di azione delle attività *Nine Points* 2011 è stato il rafforzamento del peso della sicurezza nei processi di appalto. Per questo è proseguita l'adozione del modello di qualificazione e selezione dei fornitori, che prevede requisiti di sicurezza specifici e stringenti, ed è stato promosso un maggiore coinvolgimento delle risorse *safety* nei processi di qualificazione e selezione delle im-

(1) Evento non previsto, correlato al lavoro, che non ha causato un infortunio o una malattia professionale, ma che ha avuto la potenzialità di farlo. Solo una fortuita interruzione nella catena degli eventi ha impedito che si verificasse l'infortunio.

prese. All'estero, in particolare, è proseguito il processo di estensione e applicazione dei sistemi di qualificazione e *vendor rating*, che permette l'applicazione delle stesse modalità di valutazione per tutti i fornitori del Gruppo.

È anche stato rivisto il sistema sanzionatorio per le imprese appaltatrici in caso di gravi violazioni in materia di sicurezza, prevedendo un set di sanzioni proporzionali alla gravità della violazione e sanzioni specifiche in caso di infortunio con accertata responsabilità da parte dell'impresa. È stata predisposta, inoltre, una *policy* sul subappalto che definisce i requisiti minimi di sicurezza per i subappaltatori impiegati nell'esecuzione dei contratti di appalto con le Società del Gruppo, e specifica quali obblighi di sicurezza sia l'appaltatore sia il subappaltatore sono tenuti a rispettare. In tutto il Gruppo sono stati potenziati i controlli di sicurezza durante l'esecuzione dei lavori, con la predisposizione di specifici piani a livello divisionale.

Dal 2012 verrà diffusa a tutte le imprese che operano per Enel la *Health and Safety Policy*, il documento programmatico che riassume i punti chiave della politica del Gruppo in materia di salute e sicurezza. Il documento, disponibile sul portale degli Acquisti, mira a sensibilizzare gli appaltatori sull'adozione dei principi di salute e sicurezza cui Enel si ispira nello svolgimento di tutte le attività interne ed esterne, nell'ottica di condividere con le imprese lo stesso linguaggio della sicurezza.

Costante anche nel 2011 è stato l'impegno per la formazione in materia di sicurezza del personale. Accanto ai corsi a contenuto tecnico dedicati alle risorse del sistema di prevenzione aziendale (RSPP, ASPP, RLS, CSP/CSE), sono stati realizzati in collaborazione con Enel University i corsi sulla *leadership* per la sicurezza, che hanno l'obiettivo di favorire, da parte dei *manager*, una maggiore e più consapevole assunzione delle responsabilità sulla sicurezza legate al proprio ruolo e di promuovere una visione della *safety* come fattore di competitività e opportunità di miglioramento della vita organizzativa. Sono stati erogati, inoltre, i corsi per neoassunti, finalizzati a far sì che la sicurezza faccia parte del bagaglio culturale di ogni lavoratore sin dal suo ingresso in azienda. Quest'anno, in particolare, è entrato a pieno regime il percorso di formazione e sviluppo "Sei mesi in *safety*" rivolto ai lavoratori neoassunti e finalizzato a potenziare conoscenze e capacità in ambito *safety*, attraverso un periodo di sei mesi trascorso nella *safety*, in cui si alternano attività in aula e momenti di *training on the job*.

È stata avviata la *Safety Academy*, finalizzata a costruire un sistema di formazione volto ad accrescere le conoscenze tecnico-professionali che devono possedere le risorse

safety e a sviluppare alcuni comportamenti chiave, tipici della famiglia professionale della *Safety*.

Sono state realizzate anche diverse iniziative formative in materia di sicurezza sulla guida: un corso *online* rivolto a tutto il personale e un programma di corsi effettuati negli autodromi e rivolti soprattutto ai lavoratori che utilizzano frequentemente il veicolo aziendale per lavoro.

Nell'ambito della ricerca di metodi alternativi di formazione, è stato lanciato, infine, in collaborazione con EXPLORA - Museo dei bambini di Roma, il progetto "Play Safe: il gioco è una cosa seria", un intervento formativo diretto al personale non operativo, che prevede l'utilizzo di materiali ludici per conoscere, comprendere e sviluppare i vari temi chiave della sicurezza contenuti nella normativa di base.

Prosegue il processo di automazione/informatizzazione dei processi di salute e sicurezza nell'ambito dell'*Health&Safety Program*. Il progetto è volto ad attuare un sistema informativo unico a livello di Gruppo, integrato con *SAP HR Global*, in grado di garantire un processo centralizzato e presidiato di *reporting*, monitoraggio e analisi dei dati di *safety*. Nel 2011 il progetto è stato avviato in Russia (Divisione Internazionale) e in Enel Green Power North America (Divisione Energie Rinnovabili). Nel 2012 è prevista l'attivazione del sistema in Romania (Divisione Internazionale) e in Enel Green Power Latin America (Divisione Energie Rinnovabili), e progressivamente in tutto il resto del Gruppo, per completare l'estensione nel 2015.

Nel 2011 si è inoltre consolidato il processo di *reporting dei leading KPI*, volto a diffondere e potenziare l'adozione di un approccio preventivo ai processi di gestione della sicurezza. Quest'anno, in particolare, si è proceduto all'integrazione dei *safety KPI* monitorati, con l'introduzione di alcuni indicatori incentrati sui controlli di sicurezza e sulle non conformità, al fine di assicurare maggiore omogeneità nei processi di rilevazione e calcolo dei KPI in tutte le realtà del Gruppo Enel.

Nel 2011 è stato realizzato nelle Divisioni/società del Gruppo un sistema di incentivi sulla *safety*, omogeneo e integrato con le attuali forme di incentivazione collettiva. Il sistema prevede l'introduzione di un nuovo indicatore basato sui *near miss*, che rappresenta uno strumento fondamentale per prevenire gli infortuni sul lavoro e migliorare gli *standard* di sicurezza, con l'obiettivo di promuoverne il processo di segnalazione e comunicazione.

È stato avviato il potenziamento dei controlli in materia di sicurezza svolti nelle Divisioni/società, attraverso la crea-

zione di strutture dedicate e il rafforzamento dei processi esistenti, nell'ottica di rendere sempre più efficace il monitoraggio degli *standard* di *safety* durante l'esecuzione delle attività e prevenire il verificarsi degli infortuni.

Nell'ottica di diffondere in tutti i Paesi in cui Enel opera lo stesso approccio alla sicurezza, quest'anno sono stati predisposti dieci *standard* operativi su tematiche chiave per il miglioramento dei processi di sicurezza, finalizzati a definire un set minimo di misure e procedure da applicare in modo omogeneo in tutto il perimetro del Gruppo Enel.

Nel 2011 ai nove *team* del progetto *Nine Points* si è aggiunta una nuova area dedicata al *deployment* estero, con l'obiettivo di facilitare i processi di applicazione delle iniziative *Nine Points*, assicurando coerenza e omogeneità e fornendo il supporto necessario per accelerare i processi in atto, in particolare, relativamente alla formazione, agli appalti e alla comunicazione.

Nell'ambito delle attività dedicate alla condivisione delle esperienze, è stato avviato un processo di *Best practices Sharing* fra Enel ed Endesa finalizzato a identificare e dif-



Parallelamente all'attuazione degli *standard*, è previsto il lancio di una campagna informativa, a supporto delle iniziative formative in programma, che prevede la realizzazione di cartellonistica e opuscoli volti a ricordare, in maniera immediata con l'ausilio della grafica, il set di regole minime da rispettare (regole d'oro): quest'anno si è partiti con la realizzazione della campagna sulle regole d'oro per la prevenzione del rischio elettrico.

fondere le buone prassi all'interno del Gruppo, nelle due aree di *business* di Generazione e Distribuzione.

Relativamente al fenomeno infortunistico, l'indice di frequenza evidenzia una riduzione del 57% dal 2007 al 2011, attestandosi a un valore di 2,4, mentre l'indice di gravità presenta una riduzione del 50% dal 2007 al 2011, registrando un valore di 0,11. Il trend di riduzione è confermato anche dall'indice di frequenza operativo, che si

focalizza su alcune tipologie di infortuni maggiormente correlate al *core business* dell'azienda e caratterizzate da un elevato tasso di gravità (infortuni elettrici, per caduta dall'alto, per urto-schiacciamento-taglio, per agenti nocivi e per esplosione-scoppio) e che evidenzia una riduzione del 57% rispetto al 2007.

Gli infortuni gravi e mortali⁽¹⁾ relativi al personale Enel passano da 109 nel 2007 a 12 nel 2011 evidenziando una riduzione dell'89%, mentre quelli relativi alle imprese appaltatrici passano da 108 nel 2007 a 46 nel 2011 evidenziando una riduzione del 57%. Nel 2011 si è verificato un solo infortunio mortale stradale a personale Enel, che ha interessato un dipendente della Divisione Infrastrutture e

Reti, e sette infortuni mortali che hanno interessato dipendenti di imprese appaltatrici, uno in Italia e sei all'estero.

Le ottime *performance* di Enel nell'ambito della salute e della sicurezza sul lavoro sono state valutate molto positivamente anche quest'anno dagli analisti di sostenibilità: nell'ambito del *Dow Jones Sustainability Index*, l'azienda ha migliorato ulteriormente rispetto al 2010 il proprio punteggio nella categoria "*Occupational Health & Safety*" (90/100), posizionandosi molto al di sopra del punteggio medio del settore delle *utility* elettriche mondiali (65/100) e avvicinandosi ulteriormente alla *best in class* della categoria (98/100).

Relazioni industriali

Attività internazionale

Nel 2011 si è costituita a livello di Gruppo la *community* delle Relazioni Industriali, che ha elaborato un modello Enel di Relazioni Industriali Internazionali integrato con il Codice Etico, il modello di *leadership*, il modello manageriale e le strategie di *Corporate Social Responsibility*, con l'obiettivo generale di divenire un riferimento per le Relazioni Industriali a livello globale.

Nell'ambito dell'informazione e consultazione a livello transnazionale e delle attività del Comitato Aziendale Europeo Enel, nel 2011 si è svolto il progetto formativo congiunto, sostenuto dalla Commissione Europea, "*Joint training project for the Enel EWC and the HR Managers on*

a suitable linkage between the national and transnational levels of dialogue within an European framework", che ha consentito un raffronto e un approfondimento su tutti i sistemi di relazioni industriali e di *safety* dei Paesi UE del Gruppo.

Inoltre, a dicembre, è stato rinnovato per altri quattro anni l'accordo del Comitato Aziendale Europeo Enel; tra le principali novità, l'aggiornamento normativo del testo con i riferimenti alla nuova direttiva 2009/38/CE, la nuova definizione di transnazionalità e la costituzione di un comitato dedicato a temi di *safety*.

Contrattazione in Italia

Nel mese di maggio 2011 è stato consuntivato l'importo da erogare a titolo di premio di redditività aziendale 2010 (100% del premio definito con accordo sindacale del 13 novembre 2008, pari a 855 euro per la categoria BSS). È stato inoltre completato, in tutte le Divisioni, il processo di consuntivazione degli obiettivi 2010 nell'ambito della produttività/qualità di unità: il risultato medio globale è stato del 121% rispetto al valore base, e questo ha consentito l'erogazione di un premio medio per l'inquadra-

mento BSS di 1.191 euro che, aggiunto agli 855 euro, definisce complessivamente un premio di risultato superiore a una mensilità di retribuzione.

Sempre in ambito aziendale, il 1° dicembre 2011 Enel e le Organizzazioni Sindacali firmatarie degli accordi del 17 maggio 2011 sulle agevolazioni tariffarie e le misure di sostegno alla previdenza complementare in azienda (FOPEN) hanno proceduto a una verifica del grado di adesione del personale al complesso di tali accordi, che è risultato pari

(1) Al fine di rendere il dato 2007 confrontabile con quello 2011, nel numero di infortuni gravi e mortali 2007 sono compresi anche gli infortuni di Endesa. Si rimanda al Bilancio di Sostenibilità 2011 per i criteri di identificazione del perimetro.

a circa l'80%. Si è dunque proceduto alla sottoscrizione dei verbali per rendere operativi gli accordi, con i quali si è previsto di intervenire sulle agevolazioni tariffarie per coloro che, assunti prima del 1996, erano titolari di tale diritto. Nella stessa data, sono state attuate misure di sostegno e valorizzazione della previdenza complementare sia nei confronti di coloro che, assunti prima del 1996, erano titolari delle agevolazioni tariffarie, sia nei confronti dei "giovani" (assunti dopo il 1996), per i quali è prevista la corresponsione di 170 euro annui, in una sorta di "patto generazionale". È stata anche operata una revisione dello statuto del FISDE (Fondo Integrativo Sanitario per il Gruppo Enel), in un quadro di consolidamento e di ulteriore sviluppo del sistema di *welfare*. La revisione si è mossa in una duplice prospettiva: da un lato, rendere più solida ed efficiente l'Associazione, premessa indispensabile per continuare ad assicurare nel tempo in maniera sempre più efficace l'erogazione dei contributi a favore dei soci; dall'altro, ampliare la platea dei potenziali fruitori, per fare del FISDE il riferimento privilegiato nel campo dell'assistenza sanitaria integrativa nel settore elettrico.

Nel mese di novembre, inoltre, è stato sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali il verbale di accordo in materia di telelavoro, che introduce in Enel uno degli strumenti più significativi e incisivi, all'interno del più generale fenomeno del *work-life balance*, per un'effettiva conciliazione tra tempi di lavoro ed esigenze familiari.

A dicembre è stato, infine, sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali il nuovo impianto normativo ed economico

del premio di risultato; le rilevanti novità introdotte dal nuovo accordo hanno riguardato:

- > una diversa ripartizione delle risorse economiche tra le due voci del premio in modo da favorire l'incentivazione della produttività/qualità/competitività;
- > un forte decentramento alle unità territoriali della gestione dell'incentivazione della produttività/qualità/competitività;
- > la valorizzazione del diverso apporto dato dai singoli lavoratori al conseguimento degli obiettivi collettivamente assegnati.

A livello nazionale sono state realizzate diverse attività interne alle Divisioni, con successiva attuazione in ambito territoriale. Tra queste, la Divisione Infrastrutture e Reti, nell'ambito del progetto VELE (Verifica Energia Elettrica) volto al recupero dell'energia elettrica sulla rete attraverso l'individuazione e la prevenzione di frodi e furti di energia, in data 11 maggio 2011 ha ridefinito, d'intesa con le Organizzazioni Sindacali nazionali, il trattamento economico-normativo del personale che opera in trasferta e aggiornato il premio aggiuntivo finalizzato a incentivare il conseguimento dei risultati del progetto.

Infine, nell'ambito del consolidato sistema Enel (definito nel Protocollo di Relazioni Sindacali) del "confronto" (dialogo proattivo con le sigle sindacali in caso di cambiamenti organizzativi), nel 2011 si sono conclusi numerosi dialoghi con le sigle sindacali in merito a interventi di riassetto, rinnovo o consolidamento nella struttura organizzativa interna di alcune Divisioni e società del Gruppo.

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 2011 hanno proseguito le attività volte allo sviluppo e alla dimostrazione di tecnologie innovative nei campi della generazione fossile (con *focus* su cattura e sequestro della CO₂, idrogeno, abbattimento delle emissioni e aumento dell'efficienza negli impianti di produzione),

Le attività di ricerca e innovazione sono inquadrare nell'ambito del Piano per l'Innovazione Tecnologica, che fornisce un quadro complessivo della strategia e dei progetti di ricerca e innovazione sviluppati all'interno del Gruppo. Il Piano è stato realizzato in forma integrata con Endesa e in coordinamento con tutte le società del Gruppo, e ha lo scopo di aumentare la competitività e rafforzare la *leadership* tecnologica e ambientale del Gruppo.



delle fonti rinnovabili (in particolare solare fotovoltaico innovativo e termodinamico, geotermia, eolico, energia dal mare e biomasse), dell'accumulo energetico, dell'efficienza energetica unita alla generazione distribuita, delle *smart grid*, della mobilità elettrica, dei Porti Verdi e della *cybersecurity/zero accident*.

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, monitoraggio, gestione e controllo degli stessi che sono di seguito descritte.

Da un punto di vista organizzativo, nel corso dell'ultimo anno è stato disegnato un modello di *governance* dei ri-

schii finanziari, *commodity* e di credito che ha previsto l'istituzione di appositi Comitati Rischi a livello di Gruppo e a livello di Divisione/società, deputati all'indirizzo strategico delle attività di *risk management* e alla supervisione delle attività di gestione e controllo dei rischi, nonché l'emanazione di *policy* dedicate alla disciplina della gestione dei rischi, all'individuazione di ruoli e responsabilità gestionali e di controllo e all'articolazione di un sistema di limiti operativi validi a livello di Gruppo e, ove ritenuto opportuno, a livello di singola Divisione/società.

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

La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO₂) impone oneri per il settore elettrico che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto l'instabilità del mercato delle quote ne accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio. Al fine di ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO₂, il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il *mix* produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica.

Rischi di 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 completa delle esposizioni, senza alcun tipo di difficoltà nell'accesso al mercato dei derivati.

La gestione del rischio di tasso di interesse ha l'obiettivo di ottenere una struttura dell'indebitamento bilanciata, riducendo l'ammontare dei debiti finanziari soggetti alla variazione dei tassi di interesse, contenendo nel tempo il costo della provvista e limitando la volatilità dei risultati. La principale fonte di esposizione al rischio di tasso di interesse per Enel deriva dall'indebitamento finanziario espresso a tasso variabile.

Allo scopo di ridurre l'ammontare dell'indebitamento soggetto alla fluttuazione dei tassi di interesse contenendo al contempo il costo dell'indebitamento, Enel SpA utilizza varie tipologie di strumenti derivati e in particolare *interest rate swap* e *interest rate option*.

Le politiche di gestione poste in essere da Enel SpA sono volte altresì a ottimizzare la situazione finanziaria complessiva del Gruppo, l'allocazione delle risorse finanziarie e il controllo dei rischi finanziari.

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, alla selezione delle controparti finanziarie e al monitoraggio delle relative esposizioni e livelli di *rating*.

Rischi connessi alla liquidità

Enel SpA gestisce il rischio di liquidità a livello centralizzato (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate International Endesa BV ed Endesa Capital SA) presso la tesoreria di Gruppo e tramite la società Enel Finance International, assicurando un'adeguata copertura dei fabbisogni finanziari attraverso la sottoscrizione di idonee linee di credito e la stipula di programmi per l'emissione di obbligazioni e di *commercial paper*; la Società garantisce inoltre un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Rischi connessi al *rating*

La possibilità di accesso al mercato dei capitali, alle altre forme di finanziamento e i costi connessi dipendono, tra l'altro, dal merito di credito assegnato al Gruppo.

L'attuale *rating* di Enel⁽¹⁾ è pari a: (i) "A-", con *outlook* negativo, secondo Standard & Poor's; (ii) "A-", con *outlook* stabile, secondo Fitch; e (iii) "A3", con *outlook* negativo, secondo Moody's, a seguito di un *downgrade* avvenuto nel mese di ottobre 2011. Nel corso di dicembre 2011, Standard & Poor's ha posto sotto osservazione ("*credit watch*") i *rating* di Enel SpA a lungo termine per esaminare la possibilità di un loro eventuale abbassamento.

I livelli di *rating* di Enel sono riportati nel dettaglio nel paragrafo "Enel e i mercati finanziari".

Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di *rating* potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

Per maggiori dettagli circa l'attività di gestione dei rischi finanziari specifici di Enel SpA si rimanda alla Nota 4 del presente bilancio.

(1) Dati aggiornati al 7 marzo 2012.

Prevedibile evoluzione della gestione

Nei primi mesi del 2012 il quadro macroeconomico globale si presenta ancora molto incerto e, nelle economie mature europee, il ciclo economico non sembra presentare, al momento, segnali di ripresa, con previste contrazioni del PIL in Spagna e in Italia. Nei Paesi emergenti dell'Europa dell'Est, in Russia e nei Paesi dell'America Latina, al contrario, si evidenziano *trend* positivi di consolidamento e sviluppo delle economie.

Enel, tramite le sue controllate, proseguirà, quindi, il percorso di crescita intrapreso nei citati Paesi emergenti, nonché il proprio impegno nel settore delle fonti rinnovabili, con l'intento di rafforzare nello stesso il ruolo di *leader* a livello mondiale.

Si conferma, altresì, la ricerca e l'innovazione tecnologica tra le priorità strategiche per rendere più efficiente e responsabile il modo di produrre e consumare energia.

Si continuerà a porre la massima attenzione alla qualità del servizio per i clienti finali e al valore dei rapporti con le comunità locali attraverso una trasparente politica di responsabilità sociale d'impresa.

Enel, tramite le società del Gruppo, continuerà a realizzare programmi di efficienza operativa e a massimizzare le sinergie in tutti i Paesi in cui opera, oltre a seguire una rigorosa disciplina nelle scelte di investimento al fine di migliorare ulteriormente la propria posizione finanziaria consolidata.

In tale contesto, la diversificazione geografica e tecnologica raggiunta dal Gruppo Enel, unitamente a un portafoglio ben equilibrato tra attività regolate e non regolate, potrà consentire di controbilanciare in grande misura l'impatto che la segnalata debolezza delle economie europee, in particolar modo in Italia e in Spagna, potrebbe avere sui risultati del Gruppo.

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 2011 – vale a dire al 7 marzo 2012 – 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

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 14 società controllate estere extra UE



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 modificato in materia con deliberazione n. 16530 del 25 giugno 2008).

cui la disciplina in questione risulta applicabile in base ai dati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010.

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 SA (società colombiana del perimetro Endesa); 4) Companhia Energética do Ceará 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 SAA (società peruviana del perimetro Endesa); 8) Empresa Distribuidora Sur 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 statu-

cio 2011 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 2011 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



- nitense del perimetro Endesa); 12) Enel Green Power North America Inc (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 13) Enersis SA (società cilena del perimetro Endesa); 14) Enel OGC-5 OJSC (società russa controllata da Enel Investment Holding BV);
- > lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilan-

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:

(i) 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);

(ii) 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 principi contabili internazionali e dalle disposizioni CONSOB emanate in materia.

Le operazioni intrattenute con società interamente controllate (direttamente o indirettamente) dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sono rappresentate principalmente dalla vendita di energia elettrica ai prezzi di mercato all'Acquirente Unico e dai corrispettivi di trasporto dell'energia verso Terna. Il corrispettivo per il trasporto viene determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

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 internet http://www.enel.com/it-IT/group/governance/principles/related_parts/) 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; essa ha sostituito, con effetto a fare data dal 1° gennaio 2011, il regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 19 dicembre 2006 in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate, le cui disposizioni hanno trovato applicazione fino al 31 dicembre 2010.

Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito alla specifica Nota 31.

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 2011.

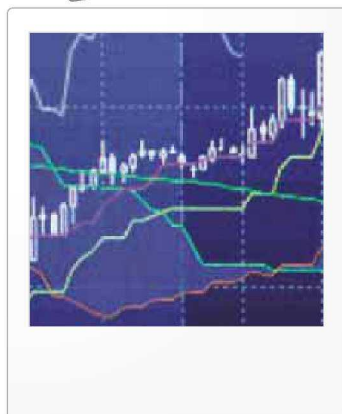
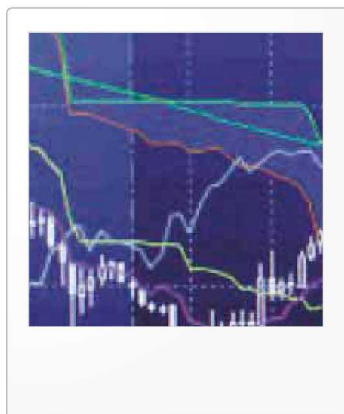
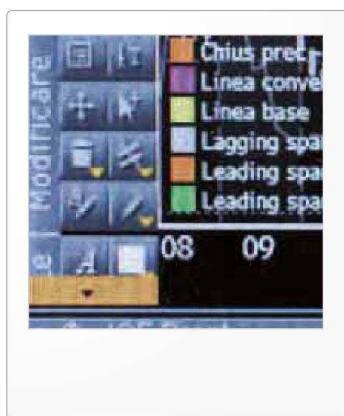
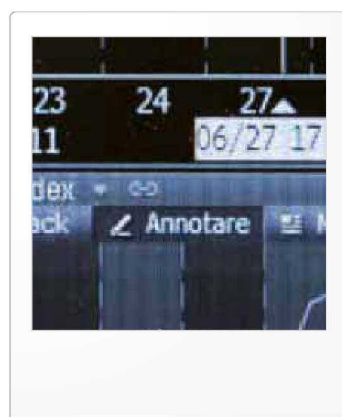
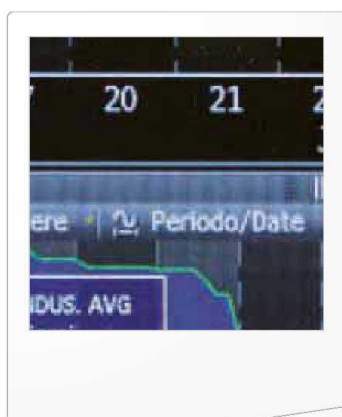
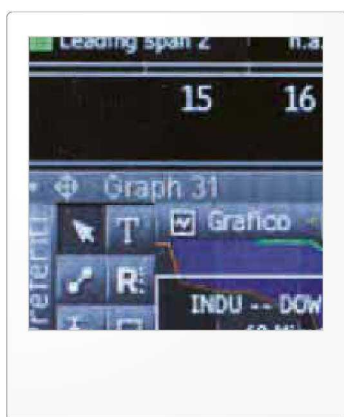
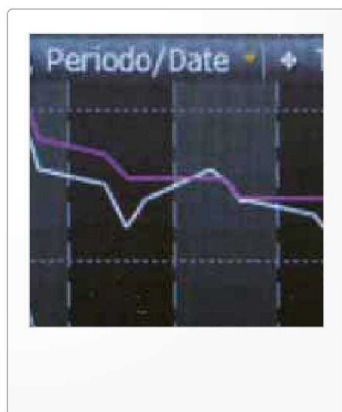
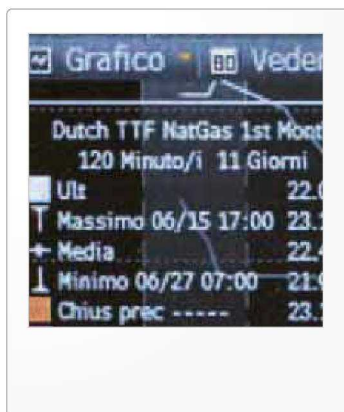
A tal proposito, sono definite come tali le operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento possono dar luogo a dubbi sulla correttezza e/o completezza dell'informazione, sul conflitto di interesse, sulla salvaguardia del patrimonio aziendale, nonché sulla tutela degli azionisti di minoranza.

Codice in materia di protezione dei dati personali (decreto legislativo n. 196 del 30 giugno 2003)

Enel SpA ha redatto il Documento Programmatico sulla Sicurezza ai sensi dell'art. 34 del Codice in materia di protezione dei dati personali (decreto legislativo n. 196 del 30 giugno 2003 e sue successive modifiche e integrazioni). Il documento è aggiornato in conformità alle leggi vigenti.

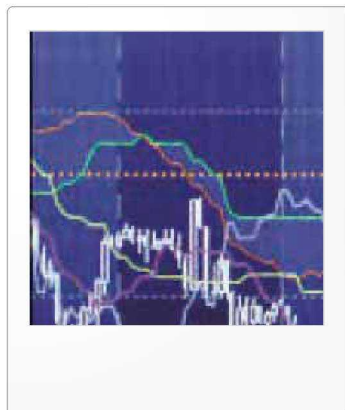
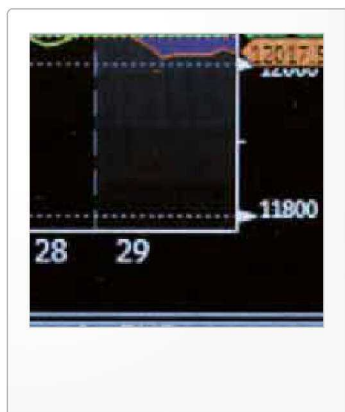
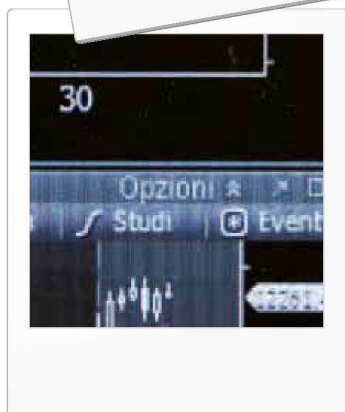
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per quanto attiene ai fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, si rinvia a quanto illustrato di seguito alla specifica Nota 35.



PAGINA BIANCA

Bilancio di esercizio



PAGINA BIANCA

Prospetti contabili

Conto economico

Euro	Note		2011		2010	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate	
Ricavi						
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5 a	731.996.798	731.127.463	669.463.162	668.326.497	
Altri ricavi e proventi	5 b	29.843.881	6.193.674	6.796.654	5.400.192	
	(Subtotale)	761.840.679		676.259.816		
Proventi netti da cessione di partecipazioni	6	-		731.388.243	(2.237.027)	
Costi						
Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo	7 a	360.847.972	20.792.652	341.795.379	24.885.778	
Servizi e godimento beni di terzi	7 b	275.611.874	99.610.251	267.283.345	98.630.187	
Costo del personale	7 c	117.769.547	66.944	98.838.288	67.715	
Ammortamenti e perdite di valore	7 d	33.323.736		22.324.338		
Altri costi operativi	7 e	70.176.977	24.801.576	40.627.913	(15.890.299)	
	(Subtotale)	857.730.106		770.869.263		
Risultato operativo		(95.889.427)		636.778.796		
Proventi da partecipazioni	8	3.222.917.669	3.222.917.669	3.368.826.383	3.368.826.383	
Proventi finanziari	9	2.826.269.667	1.351.717.889	2.086.740.090	674.360.564	
Oneri finanziari	9	3.698.358.233	1.819.532.119	3.219.183.538	1.260.411.085	
	(Subtotale)	2.350.829.103		2.236.382.935		
Risultato prima delle imposte		2.254.939.676		2.873.161.731		
Imposte	10	(211.966.421)		(243.354.319)		
UTILE DELL'ESERCIZIO		2.466.906.097		3.116.516.050		

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	Note	2011	2010
Utile dell'esercizio		2.466.906.097	3.116.516.050
Altre componenti di Conto economico complessivo			
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari		(101.374.585)	6.513.762
Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari disponibili alla vendita		(58.364.276)	18.175.726
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	23	(159.738.861)	24.689.488
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NELL'ESERCIZIO		2.307.167.236	3.141.205.538

Stato patrimoniale

Euro	Note	al 31.12.2011		al 31.12.2010	
ATTIVITÀ			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Attività non correnti					
Attività materiali	11	5.865.954		4.659.792	
Attività immateriali	12	16.969.037		15.484.907	
Attività per imposte anticipate	13	357.494.958		327.752.797	
Partecipazioni	14	38.758.948.454		38.830.952.712	
Attività finanziarie non correnti	15	2.080.352.471	608.604.779	1.448.182.734	630.379.356
Altre attività non correnti	16	262.077.208	219.371.747	264.140.285	222.059.330
	(Totale)	41.481.708.082		40.891.173.227	
Attività correnti					
Crediti commerciali	17	573.515.271	565.714.810	542.025.030	532.757.670
Crediti per imposte sul reddito	18	366.253.189		271.880.718	
Attività finanziarie correnti	19	9.667.872.881	8.647.689.143	9.692.900.153	8.900.184.063
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	20.5	1.832.005.974		2.116.993.346	
Altre attività correnti	21	244.164.247	180.963.227	256.565.833	205.251.722
	(Totale)	12.683.811.562		12.880.365.080	
Attività non correnti classificate come possedute per la vendita	22	1.000		1.000	
TOTALE ATTIVITÀ		54.165.520.644		53.771.539.307	

Euro	Note		
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2011	al 31.12.2010
		<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
Patrimonio netto			
Capitale sociale		9.403.357.795	9.403.357.795
Altre riserve		9.382.253.911	9.541.842.828
Utili/(Perdite) accumulati		3.877.772.952	3.394.197.084
Utile dell'esercizio ⁽¹⁾		1.526.570.317	2.176.180.271
TOTALE PATRIMONIO NETTO	23	24.189.954.975	24.515.577.978
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	20.1	18.082.820.442	22.325.842.803
TFR e altri benefici ai dipendenti	24	350.166.542	363.105.054
Fondi rischi e oneri	25	37.048.298	33.124.275
Passività per imposte differite	13	190.677.860	125.693.569
Passività finanziarie non correnti	26	2.575.033.673	1.998.973.334
Altre passività non correnti	27	41.095.206	40.490.865
	(Subtotale)	21.276.842.021	24.887.229.900
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	20.2	2.471.801.585	1.842.086.502
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	20.1	4.113.322.537	805.531.348
Debiti commerciali	28	328.606.769	349.998.732
Passività finanziarie correnti	29	1.031.247.262	788.682.175
Altre passività correnti	30	753.745.495	582.432.672
	(Subtotale)	8.698.723.648	4.368.731.429
TOTALE PASSIVITÀ		29.975.565.669	29.255.961.329
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		54.165.520.644	53.771.539.307

(1) Al netto dell'acconto sul dividendo pari a 940,3 milioni di euro (940,3 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Capitale sociale e riserve (Nota 23)			
Euro	Capitale sociale	Riserva da sovr. azioni	Riserva legale
1° gennaio 2010	9.403.357.795	5.292.076.658	1.452.085.638
Altri movimenti	-	-	-
Esercizio <i>stock option</i>	-	-	-
Variazioni del periodo per piani di <i>stock option</i>	-	-	-
Riparto utile 2009			
- Distribuzione dividendi	-	-	-
- Riserva legale	-	-	428.585.921
- Utili portati a nuovo	-	-	-
Acconto dividendo 2010 ⁽¹⁾	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio			
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	-	-	-
Utile dell'esercizio	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2010	9.403.357.795	5.292.076.658	1.880.671.559
1° gennaio 2011	9.403.357.795	5.292.076.658	1.880.671.559
Altri movimenti	-	-	-
Esercizio <i>stock option</i>	-	-	-
Variazioni del periodo per piani di <i>stock option</i>	-	-	-
Riparto utile 2010			
- Distribuzione dividendi	-	-	-
- Utili portati a nuovo	-	-	-
Acconto dividendo 2011 ⁽²⁾	-	-	-
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) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 29 settembre 2010 con stacco cedola in data 22 novembre 2010 e pagato a decorrere dal 25 novembre 2010.

(2) 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	65.766.429	60.874.653	2.712.013.717	2.520.121.594	23.721.740.984
-	3.649	-	1.151.364	-	1.155.013
-	-	-	-	-	-
-	2.315.892	-	-	-	2.315.892
-	-	-	-	(1.410.503.669)	(1.410.503.669)
-	-	-	-	(428.585.921)	-
-	-	-	681.032.003	(681.032.003)	-
-	-	-	-	(940.335.780)	(940.335.780)
-	-	24.689.488	-	-	24.689.488
-	-	-	-	3.116.516.050	3.116.516.050
2.215.444.500	68.085.970	85.564.141	3.394.197.084	2.176.180.271	24.515.577.978
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

Rendiconto finanziario

Euro	Note	2011		2010	
		di cui con parti correlate		di cui con parti correlate	
Utile dell'esercizio		2.466.906.097		3.116.516.050	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali e immateriali	7.d	13.545.836		7.436.823	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta		39.838.912		40.328.910	
Accantonamenti ai fondi		36.027.057		32.385.253	
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	8	(3.222.917.669)	(3.222.917.669)	(3.368.826.383)	(3.368.826.383)
(Proventi)/Oneri finanziari netti		817.737.654	467.814.231	1.076.803.498	586.050.521
Imposte sul reddito	10	(211.966.421)		(243.354.319)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		22.821.516	24.026.112	(824.965.643)	
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		(38.007.018)		(163.675.811)	
Incremento/(Decremento) fondi		(47.997.742)		(42.200.977)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	17	(31.490.241)	(32.957.140)	(25.552.273)	(26.361.688)
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		1.313.513.223	(343.136.201)	2.099.214.663	428.858.018
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	28	(21.391.963)	23.226.042	29.243.578	34.420.722
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		1.105.463.147	644.255.106	1.216.174.557	760.081.043
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(1.986.046.315)	(322.446.597)	(2.086.667.709)	(533.418.329)
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	8	3.222.917.669	3.222.917.669	3.368.826.383	3.368.826.383
Imposte pagate (consolidato fiscale)		(1.039.608.807)		(1.311.573.427)	
Cash flow da attività operativa (a)		2.477.351.953		3.083.788.984	
Investimenti in attività materiali e immateriali	11,12	(13.279.933)	(10.898.764)	(7.009.271)	(4.309.970)
Disinvestimenti in attività materiali e immateriali	11,12	-		186.266	
Investimenti in partecipazioni	14	(33.887.975)	(33.887.975)	(16.527.000)	(16.527.000)
Cessioni di partecipazioni	14	39.686.650		2.434.339.625	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)		(7.481.258)		2.410.989.620	
Finanziamenti a lungo termine assunti nel periodo	20.1	2.000.000.000		2.927.352.590	
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	20.1	(2.937.033.908)	(300.000.000)	(10.619.951.166)	(8.234.325.695)
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a lungo		(3.388.968.774)	20.136.168	19.237.477	242.177.772
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a breve		4.204.084.798	(84.944.179)	5.651.262.281	5.614.305.193
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	23	(2.632.940.183)		(2.350.839.449)	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		(2.754.858.067)		(4.372.938.267)	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		(284.987.372)		1.121.840.337	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	20.5	2.116.993.346		995.153.009	
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	20.5	1.832.005.974		2.116.993.346	

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 2011, presentato in apposito e separato fascicolo.

Gli Amministratori in data 7 marzo 2012 hanno autorizzato la pubblicazione del presente Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2011.

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 2011 rappresenta il bilancio separato della Capogruppo Enel SpA ed è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio (l'insieme di tutti i principi e 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 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; 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 continuazione dell'attività 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 "Principi contabili e criteri di valutazione".

Uso di stime

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede l'effettuazione di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori 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 relative ipotesi 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 principi 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 delle predette stime contabili, nonché le principali assunzioni utilizzate dal *management* nel processo di valutazione delle predette voci di bilancio, nel rispetto dei sopra richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali stime 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.

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 benefici post-pensionamento.

I calcoli delle spese e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate dai nostri 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, 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 subito 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 futuro 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 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 Enel SpA non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle predette imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica 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 principi contabili utilizzati.

2

Principi 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 adeguuate 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 quelle società che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante e 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 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 di Enel SpA, i dirigenti con responsabilità strategiche, e i loro stretti familiari, di Enel SpA e delle società da questa direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali Enel SpA esercita un'influenza notevole. 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 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 impegnata 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 de-

rivanti 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 plus/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 inizia quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata delle principali attività materiali è la seguente:

	Vita utile
	Minore tra il termine del contratto di locazione e vita utile residua
Migliorie su beni di terzi	
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*. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni successive del *fair value* sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino a scadenza

Sono inclusi nelle "attività finanziarie detenute fino 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 subito una riduzione di valore, significativa o prolungata, la perdita cumulata, precedentemente iscritta a patrimonio netto, è eliminata e riversata a Conto economico. Tali perdite di valore, non ripristinabili successivamente, sono misurate come differenza tra il valore contabile e il *fair value*, determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio

per le attività finanziarie quotate in mercati regolamentati o determinato sulla base dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse di mercato per le attività finanziarie non quotate.

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

Perdite di valore delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di un'eventuale riduzione del loro valore.

Un'attività finanziaria ha subito una riduzione di valore se esiste un'evidenza obiettiva di tale perdita, come conseguenza di uno o più eventi accaduti dopo la sua rilevazione iniziale che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri attendibilmente stimati.

L'evidenza obiettiva di una riduzione di valore deriva dalla presenza di indicatori quali, per esempio, la significativa difficoltà finanziaria del debitore; l'inadempimento o il mancato pagamento degli interessi o del capitale; l'alta probabilità che il debitore possa essere interessato da una procedura concorsuale o da un'altra forma di riorganizzazione finanziaria; la presenza di dati oggettivi che indicano una diminuzione sensibile dei flussi di cassa futuri stimati. Qualora venga accertata l'esistenza di una perdita di valore, quest'ultima è determinata secondo quanto sopra indicato in relazione alla specifica tipologia di attività finanziaria interessata.

Solo quando non sussiste alcuna realistica prospettiva di recuperare in futuro l'attività finanziaria, il corrispondente valore dell'attività viene eliminato contabilmente riflettendo gli eventuali effetti a Conto economico.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione.

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; gli utili o le perdite accumulate sono successivamente riversate dal patrimonio netto e imputate a Conto economico coerentemente con gli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

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 derivative*") 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 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.

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 ade-

guata 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 una 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

Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- > i ricavi per vendita di energia elettrica si riferiscono ai quantitativi erogati nel periodo, ancorché non fatturati. 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, in vigore nel corso del periodo di riferimento;
- > 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, 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 ricevere 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 alla 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 generano al momento del loro riversamento.

Le imposte relative a componenti rilevati direttamente a patrimonio netto sono imputate anch'esse a patrimonio netto.

3

Principi contabili di recente emanazione

Principi di prima adozione e applicabili

- > IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*. Tale principio sostituisce la precedente versione dello IAS 24. Prevede la facoltà, per le società controllate o sottoposte a influenza notevole da parte di enti governativi, di fornire un'informativa più sintetica per le transazioni avvenute con tali enti e con altre società anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte degli stessi. La nuova versione dello IAS 24, inoltre, ha apportato una modifica alla definizione di parti correlate rilevante ai fini dell'informativa nelle Note di commento.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti per Enel SpA.

- > Modifiche all'IFRIC 14 - *Pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima*. Tali modifiche chiariscono il trattamento contabile da applicare nell'ambito delle regole del cosiddetto "asset ceiling", qualora fossero previsti pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima (c.d. "minimum funding requirement", MFR). In particolare, l'interpretazione modificata dispone nuove regole per misurare il beneficio economico disponibile derivante da una riduzione di contributi futuri dovuti per un MFR.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti per Enel SpA.

- > IFRIC 19 - *Estinzione di passività finanziarie con strumenti rappresentativi di capitale*. Tale interpretazione chiarisce il criterio di contabilizzazione che il debitore deve applicare in caso di estinzione di passività tramite emissione di strumenti di capitale a favore del creditore. In particolare, è previsto che gli strumenti di capitale emessi costituiscano il corrispettivo per l'estinzione delle passività e debbano essere valutati al *fair value* alla data di estinzione. L'eventuale differenza tra il valore contabile della passività estinta e il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere rilevata a Conto economico. L'applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione non ha comportato impatti per Enel SpA.

- > Modifiche allo IAS 32 - *Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio*. La modifica chiarisce che i diritti, le opzioni o i *warrant* che danno il diritto di acquisire un numero fisso di strumenti rappresentativi di capitale della stessa entità che emette tali diritti per un ammontare fisso di una qualsiasi valuta devono essere classificati come strumenti rappresentativi di capitale se e solo se l'entità offre i diritti, le opzioni o i *warrant* proporzionalmente a tutti i detentori della stessa classe di propri strumenti rappresentativi di capitale non costituiti da derivati.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti per Enel SpA.

- > Miglioramenti agli *International Financial Reporting Standards*. Si riferiscono a migliorie apportate a principi già esistenti. Le più significative, applicabili al presente bilancio, riguardano:

- IFRS 7 - *Strumenti finanziari - informazioni integrative*: viene precisato che, per ogni classe di strumenti finanziari, l'informativa relativa all'esposizione massima della società al rischio di credito è obbligatoria solo se il valore contabile di tali strumenti non riflette tale esposizione; inoltre, è richiesta informativa circa l'effetto finanziario delle garanzie ricevute e di altri *credit enhancement* (per esempio, quantificazione della riduzione del rischio di credito dovuta alla garanzia ricevuta). Viene, altresì, chiarito che l'informativa richiesta per le attività finanziarie e non finanziarie acquisite nel corso dell'esercizio mediante il possesso di garanzie è obbligatoria solo nel caso in cui tali attività siano ancora detenute alla chiusura dell'esercizio. Non è più richiesta, infine, informativa sul valore contabile delle attività finanziarie che sarebbero scadute o svalutate qualora i loro termini non fossero stati rinegoziati e la descrizione e la quantificazione del *fair value* delle garanzie ricevute e di altri *credit enhancement* di attività finanziarie scadute, ma non svalutate. L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti significativi per Enel SpA;

- IAS 1 - *Presentazione del bilancio*: si richiede che l'analisi per ogni componente degli "altri componenti di Conto economico complessivo" (OCI) possa essere presentata nel prospetto delle variazioni del patrimonio netto o nelle Note di commento.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti per Enel SpA.

Principi non ancora adottati e non ancora applicabili

La Commissione Europea nel corso dell'esercizio 2011 ha omologato la seguente modifica applicabile, per la Società, prospetticamente a partire dal 1° gennaio 2012.

- > Modifiche all'IFRS 7 - *Strumenti finanziari: informazioni integrative*, emessa a ottobre 2010; la modifica introduce 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. Enel SpA sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

Nel corso degli anni 2009, 2010 e 2011 l'*International Accounting Standards Board* (IASB) e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi principi e interpretazioni che, al 31 dicembre 2011, 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 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*, incluso 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 al 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 es-

sere 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. Enel SpA 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 adottano 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 al *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. La Società sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > IFRS 11 - *Joint arrangements*, 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 valuta gli accordi di controllo congiunto (c.d. "*joint arrangement*") sulla base della forma contrattuale prescelta, l'IFRS 11 valuta tali

accordi sulla base di come i relativi diritti e obblighi sono attribuiti alle parti. In particolare, il nuovo principio 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* comporta la rilevazione delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti, senza tener conto dell'interessenza partecipativa detenuta (non è più consentita l'iscrizione di una partecipazione in *joint venture*); la partecipazione a una *joint venture*, invece, comporta 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, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Enel SpA sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > IFRS 13 - *Fair value measurement*, emesso a maggio 2011. Rappresenta un *framework* trasversale cui fare riferimento ogni qualvolta altri principi 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, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Enel SpA sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > IAS 27 - *Separate financial statements*, 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, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Enel SpA sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> *Amendment to IAS 1- Presentation of items of other comprehensive income*, emesso a giugno 2011. Con riferimento agli elementi di "*other comprehensive income* (OCI)", il principio emendato dispone che debbano essere presentati distinguendo quelli che, in futuro, saranno riclassificati a Conto economico (c.d. "*recycling*") da quelli che non saranno mai riclassificati a Conto economico. La modifica sarà applicabile retroattivamente, per la Società, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> IAS 19 - *Employee benefits*, emesso a giugno 2011, sostituisce la vigente versione dello IAS 19, principio contabile di riferimento per i benefici ai dipendenti. 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*". 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 nuovo principio sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Enel SpA sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> *Amendments to IAS 32 - Offsetting financial assets and financial liabilities*, emesso a dicembre 2011. Lo IAS 32 - *Strumenti finanziari* dispone che un'attività e una passività finanziaria debbano essere compensate, e il relativo saldo netto esposto nello Stato patrimoniale, quando e soltanto 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 separa-

tamente 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, previa omologazione, saranno applicabili retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. La Società sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > *Amendments to IFRS 7 - Offsetting financial assets and financial liabilities*, 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, previa omologazione, saranno applicabili retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. La Società sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

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 e, marginalmente, dei prezzi delle *commodity*.

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 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 2011, 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 posto in essere, nel corso del 2011, varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap* e *interest rate collar*. Si evidenziano di seguito i contratti in essere a fine esercizio.

Milioni di euro	Nozionale	
	al 31.12.2011	al 31.12.2010
Derivati su tasso di interesse		
<i>Interest rate swap</i>	10.987,2	11.428,0
<i>Interest rate collar</i>	2.700,0	2.700,0
Totale	13.687,2	14.128,0

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.

I contratti di *interest rate collar* prevedono, al raggiungimento di valori soglia predefiniti, la corresponsione periodica di un differenziale di interesse calcolato su un capitale nozionale di riferimento. Tali valori soglia determinano il tasso massimo (*cap strike*) e il tasso minimo (*floor strike*) al quale risulterà indicizzato l'indebitamento per effetto della copertura e vengono generalmente determinati in modo tale che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d. "zero cost collar").

I contratti di *interest rate collar* 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 collar* è considerato appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi, consentendo di beneficiare di eventuali diminuzioni dei tassi di interesse.

Il valore nozionale degli *interest rate swap* in essere a fine esercizio, pari a 10.987,2 milioni di euro (11.428,0 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è relativo per 5.114,0 milioni di euro (5.136,6 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a

operazioni di copertura riferite alla propria quota di indebitamento espressa a tasso variabile, per 2.886,6 milioni di euro (3.095,7 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a operazioni verso il mercato intermedie per un corrispondente valore di nozionale con le società del Gruppo e per 100,0 milioni di euro (100,0 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a operazioni non direttamente riconducibili a passività finanziarie sottostanti.

Il valore nozionale degli *interest rate collar* in essere a fine esercizio, pari a 2.700,0 milioni di euro (2.700,0 milioni di euro nel 2010), si riferisce a operazioni stipulate all'origine a copertura dell'indebitamento, contratto da Enel SpA, relativo alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro. Rispetto al precedente esercizio si evidenzia la riclassifica di 1.000,0 milioni di euro da derivati di *cash flow hedge* a derivati di *trading*, a seguito del rimborso anticipato del sottostante.

Nella tabella seguente sono forniti, alle date del 31 dicembre 2011 e del 31 dicembre 2010, 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. 2011	al 31.12. 2010	al 31.12. 2011	al 31.12. 2010	al 31.12. 2011	al 31.12. 2010	al 31.12. 2011	al 31.12. 2010	al 31.12. 2011	al 31.12. 2010	al 31.12. 2011	al 31.12. 2010
Derivati cash flow hedge	3.590,0	4.590,0	(283,0)	(278,5)	-	150,0	-	3,3	3.590,0	4.440,0	(283,0)	(281,8)
Interest rate swap	2.590,0	2.590,0	(274,9)	(215,3)	-	150,0	-	3,3	2.590,0	2.440,0	(274,9)	(218,6)
Interest rate collar	1.000,0	2.000,0	(8,1)	(63,2)	-	-	-	-	1.000,0	2.000,0	(8,1)	(63,2)
Derivati di trading	10.097,2	9.538,0	(126,9)	(165,7)	2.886,6	3.095,7	219,0	170,9	7.210,6	6.442,3	(345,9)	(336,6)
Interest rate swap	8.397,2	8.838,0	(114,1)	(146,1)	2.886,6	3.095,7	219,0	170,9	5.510,6	5.742,3	(333,1)	(317,0)
Interest rate collar	1.700,0	700,0	(12,8)	(19,6)	-	-	-	-	1.700,0	700,0	(12,8)	(19,6)
Totale interest rate swap	10.987,2	11.428,0	(389,0)	(361,4)	2.886,6	3.245,7	219,0	174,2	8.100,6	8.182,3	(608,0)	(535,6)
Totale interest rate collar	2.700,0	2.700,0	(20,9)	(82,8)	-	-	-	-	2.700,0	2.700,0	(20,9)	(82,8)
TOTALE DERIVATI TASSO DI INTERESSE	13.687,2	14.128,0	(409,9)	(444,2)	2.886,6	3.245,7	219,0	174,2	10.800,6	10.882,3	(628,9)	(618,4)

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 31.12.2011	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre
Derivati CFH su tasso							
Derivati attivi relativi a Enel SpA (fair value positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi relativi a Enel SpA (fair value negativo)	(283,0)	(78,1)	(73,1)	(60,0)	(27,9)	(7,5)	(90,9)
Derivati di trading su tasso							
Derivati attivi relativi a Enel SpA (fair value positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi relativi a Enel SpA (fair value negativo)	(127,7)	(65,6)	(23,9)	(13,3)	(4,6)	(4,0)	(49,2)
Derivati attivi posti in essere per società del Gruppo (fair value positivo)	219,0	61,2	55,1	42,2	27,9	16,7	39,4
Derivati passivi posti in essere per società del Gruppo (fair value negativo)	(218,2)	(60,7)	(54,8)	(42,2)	(27,9)	(16,7)	(39,4)

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 2011 il 51% (42% al 31 dicembre 2010) 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 33% (24% al 31 dicembre 2010).

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 23% (13% al 31 dicembre 2010).

Al 31 dicembre 2011, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base (0,25%) più alti, a parità di ogni altra va-

riabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 26,3 milioni di euro (30,0 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 26,3 milioni di euro (30,0 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 10,0 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 10,0 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 2011 e del 31 dicembre 2010, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Nozionale	
	al 31.12.2011	al 31.12.2010
Derivati su cambi		
<i>Forward:</i>	9.725,0	10.473,1
- <i>forward</i> a copertura del rischio cambio connesso alle <i>commodity</i>	9.408,0	9.842,0
- <i>forward</i> a copertura dei flussi futuri	317,0	401,4
- altri contratti <i>forward</i>	-	229,7
<i>Cross currency interest rate swap</i>	21.532,3	20.230,4
Totale	31.257,3	30.703,5

In particolare si evidenziano:

- > contratti di *currency forward* per un ammontare nozionale complessivo di 9.408,0 milioni di euro (9.842,0 milioni di euro al 31 dicembre 2010), relativi per 4.704,0 milioni di euro alla copertura del rischio cambio connesso al processo di approvvigionamento di *commodity* energetiche da parte delle società del Gruppo, intermedie in modo speculare con il mercato;
- > contratti di *currency forward* per un ammontare nozionale complessivo di 317,0 milioni di euro (631,1 milioni di euro al 31 dicembre 2010), relativi, per 158,5 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 21.532,3 milioni di euro (20.230,4 milioni di euro al 31 dicembre 2010), finalizzati alla copertura del rischio cambio dell'indebitamento denominato in valuta diversa dall'euro.

Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2011 e del 31 dicembre 2010, 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. 2011	al 31.12. 2010	al 31.12. 2011	al 31.12. 2010	al 31.12. 2011	al 31.12. 2010	al 31.12. 2011	al 31.12. 2010	al 31.12. 2011	al 31.12. 2010	al 31.12. 2011	al 31.12. 2010
Derivati cash flow hedge	2.739,3	2.660,1	(515,1)	(495,7)	1.364,8	1.278,0	447,0	239,3	1.374,5	1.382,1	(962,1)	(735,0)
Cross currency currency interest rate swap	2.739,3	2.660,1	(515,1)	(495,7)	1.364,8	1.278,0	447,0	239,3	1.374,5	1.382,1	(962,1)	(735,0)
Derivati di trading	28.518,0	28.043,4	-	(1,3)	14.259,0	14.021,0	1.452,3	824,6	14.259,0	14.022,4	(1.452,3)	(825,9)
Forward	9.725,0	10.473,1	-	(1,3)	4.862,5	5.235,8	392,5	157,2	4.862,5	5.237,3	(392,5)	(158,5)
Cross currency interest rate swap	18.793,0	17.570,3	-	-	9.396,5	8.785,2	1.059,8	667,4	9.396,5	8.785,1	(1.059,8)	(667,4)
Totale forward	9.725,0	10.473,1	-	(1,3)	4.862,5	5.235,8	392,5	157,2	4.862,5	5.237,3	(392,5)	(158,5)
Totale cross currency interest rate swap	21.532,3	20.230,4	(515,1)	(495,7)	10.761,3	10.063,2	1.506,8	906,7	10.771,0	10.167,2	(2.021,9)	(1.402,4)
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	31.257,3	30.703,5	(515,1)	(497,0)	15.623,8	15.299,0	1.899,3	1.063,9	15.633,5	15.404,5	(2.414,4)	(1.560,9)

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 31.12.2011	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre
Derivati CFH su cambio							
Derivati attivi relativi a Enel SpA (fair value positivo)	447,0	56,0	57,1	54,9	51,7	-	317,5
Derivati passivi relativi a Enel SpA (fair value negativo)	(962,1)	(67,1)	(68,2)	(66,1)	(62,8)	-	(785,0)
Derivati di trading su cambio							
Derivati attivi relativi a Enel SpA (fair value positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi relativi a Enel SpA (fair value negativo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati attivi posti in essere per società del Gruppo (fair value positivo)	1.452,3	395,7	134,5	154,2	39,6	-	946,9
Derivati passivi posti in essere per società del Gruppo (fair value negativo)	(1.452,3)	(395,7)	(134,5)	(154,2)	(39,6)	-	(946,9)

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 31.12.2011			al 31.12.2010		
Crediti commerciali in valuta	-	-	-	0,3	-	-
Debiti commerciali in valuta	0,1	0,1	78,0	0,1	0,1	91,0
Finanziamenti passivi e altre passività finanziarie in valuta	-	1.125,7 ⁽¹⁾	-	-	1.125,2 ⁽¹⁾	-
Totale	0,1	1.125,8	78,0	0,4	1.125,3	91,0

(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 6% del totale (6% al 31 dicembre 2010), risulta interamente coperto mediante operazioni di *cross currency interest rate swap*.

Al 31 dicembre 2011, 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 182,7 milioni di euro (156,8 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 223,4 milioni di euro (191,6 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*.

Rischio prezzo *commodity*

Al 31 dicembre 2011 Enel SpA non aveva in portafoglio alcuno strumento derivato su *commodity*; inoltre, dall'analisi dei contratti conclusi non si rilevano eventuali derivati impliciti da incorporare ai sensi dello IAS 39.

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 2011 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 14.154,4 milioni di euro (13.791,8 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Di tali crediti 9.748,0 milioni di euro sono nei confronti di società del Gruppo.

Milioni di euro					
	al 31.12.2011		al 31.12.2010		2011-2010
	di cui Gruppo		di cui Gruppo		
Crediti finanziari non correnti	321,6	165,5	330,4	181,0	(8,8)
Strumenti finanziari derivati non correnti	1.734,3	443,1	1.084,2	449,4	650,1
Altre attività finanziarie non correnti	3,3	-	3,3	-	-
Crediti commerciali	581,0	491,8	549,6	464,4	31,4
Crediti finanziari correnti	8.301,3	8.301,3	8.544,2	8.544,2	(242,9)
Strumenti finanziari derivati correnti	384,0	73,5	153,8	120,4	230,2
Altre attività finanziarie correnti	996,9	272,8	1.009,3	234,4	(12,4)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.832,0	-	2.117,0	-	(285,0)
Totale	14.154,4	9.748,0	13.791,8	9.993,8	362,6

Rischio di liquidità

Enel SpA accentra parte delle attività di tesoreria a livello di Gruppo e sopperisce ai fabbisogni di liquidità principalmente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione ed eventualmente utilizzando affidamenti bancari; inoltre, assicura un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Al 31 dicembre 2011 Enel SpA aveva a disposizione com-

pletivamente 1.832,0 milioni di euro di "disponibilità liquide e mezzi equivalenti" (2.117,0 milioni di euro al 31 dicembre 2010), nonché linee di credito *committed* ancora disponibili per 5.300,0 milioni di euro.

Le linee di credito *committed* ammontano a 7.300,0 milioni di euro, utilizzate per 2.000,0 milioni di euro (6.700,0 milioni di euro, interamente disponibili al 31 dicembre 2010).

4.a Contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti - Euro 1.734,3 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⁾		2011-2010
	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	
Derivati cash flow hedge:					
- tassi di interesse	-	150,0	-	3,3	(3,3)
- cambi	1.364,8	1.278,0	446,9	239,3	207,6
Totale	1.364,8	1.428,0	446,9	242,6	204,3
Derivati di trading:					
- tassi di interesse	2.186,6	3.095,7	215,5	170,9	44,6
- cambi	9.573,0	8.895,2	1.071,9	670,7	401,2
Totale	11.759,6	11.990,9	1.287,4	841,6	445,8
TOTALE	13.124,4	13.418,9	1.734,3	1.084,2	650,1

(1) Fair value "livello 2".

I contratti derivati di *cash flow hedge*, al 31 dicembre 2011, presentano un valore nozionale di 1.364,8 milioni di euro e un *fair value* di 446,9 milioni di euro.

I derivati di *cash flow hedge* sono riferiti essenzialmente all'operazione di copertura del tasso di cambio della tran-

che di 1,1 miliardi di sterline inglesi dell'emissione obbligatoria che rientra nel programma *Global Medium Term Notes*, effettuata in data 13 giugno 2007. L'incremento del *fair value* rispetto al precedente esercizio, pari a 204,3 milioni di euro, è determinato principalmente dall'andamen-

to 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 2011, presentano un valore nozionale complessivo di 11.759,6 milioni di euro e un *fair value* di 1.287,4 milioni di euro. L'incremento del *fair value* dei derivati di *trading*, rispetto al precedente esercizio, pari a 445,8 milioni di euro, riguarda

sostanzialmente le operazioni di copertura gestionale delle emissioni obbligazionarie in valuta tramite *cross currency interest rate swap* e delle ulteriori emissioni di *private placement* effettuate da Enel Finance International nel corso del primo semestre 2011. Tali operazioni hanno risentito positivamente, nella valutazione al 31 dicembre 2011, dell'andamento dei cambi.

4.b Contratti derivati classificati tra le attività finanziarie correnti - Euro 384,0 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⁾		2011-2010
	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	
Derivati di trading:					
- tassi di interesse	700,0	-	3,5	-	3,5
- cambi	4.686,0	5.125,8	380,5	153,9	226,6
Totale	5.386,0	5.125,8	384,0	153,9	230,1

(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. Al 31 dicembre 2011 la voce accoglie 700,0 milioni di euro di valore nozionale riclassificati dalle "Attività finanziarie non correnti" e inerenti ai contratti de-

rivati su tassi stipulati da Enel SpA nell'interesse di Enel Finance International a copertura dell'indebitamento contratto da quest'ultima nel 2007, relativi alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro e in scadenza nel mese di aprile 2012. L'incremento del *fair value* dei derivati è essenzialmente connesso alla normale operatività.

4.c Contratti derivati classificati tra le passività finanziarie non correnti - Euro 2.575,0 milioni

Le "Passività finanziarie non correnti", complessivamente pari a 2.575,0 milioni di euro al 31 dicembre 2011, 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⁾		2011-2010
	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	2.190,0	4.440,0	273,0	281,8	(8,8)
- cambi	1.374,5	1.382,1	962,0	735,0	227,0
Totale	3.564,5	5.822,1	1.235,0	1.016,8	218,2
Derivati di trading:					
- tassi	2.760,6	6.342,3	268,1	311,5	(43,4)
- cambi	9.573,0	8.895,2	1.071,9	670,7	401,2
Totale	12.333,6	15.237,5	1.340,0	982,2	357,8
TOTALE	15.898,1	21.059,6	2.575,0	1.999,0	576,0

(1) Fair value "livello 2".

I contratti derivati non correnti, al 31 dicembre 2011, presentano un valore nozionale complessivo pari a 15.898,1 milioni di euro e un *fair value* pari a 2.575,0 milioni di euro, ed evidenziano, se confrontati ai valori del 31 dicembre 2010, rispettivamente un decremento pari a 5.161,5 milioni di euro e un incremento di 576,0 milioni di euro.

La riduzione del valore nozionale riguarda soprattutto i derivati su tassi di interesse sia di *cash flow hedge* sia di *trading*, principalmente in nesso alla riclassifica tra le "Passività finanziarie correnti" dei derivati stipulati a copertura dell'indebitamento contratto da Enel SpA ed Enel Finance

International nel 2007, relativi alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro e in scadenza nel mese di aprile 2012 (complessivamente 5.350,0 milioni di euro di valore nozionale).

Tale riclassifica include 1.000,0 milioni di euro di valore nozionale, passati dalle "Passività finanziarie non correnti - Derivati di *cash flow hedge*" alle "Passività finanziarie correnti - Derivati di *trading*" e relativi a operazioni di copertura del rischio tasso di interesse sull'indebitamento contratto da Enel SpA e risultate in *overhedge* a seguito del rimborso anticipato del sottostante (*Credit Facility*).

4.d Contratti derivati classificati tra le passività finanziarie correnti - Euro 468,3 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 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
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	4.450,0	100,0	77,9	25,1	52,8
- cambi	4.686,0	5.127,2	380,5	155,2	225,3
- altro	-	56,5	-	89,3	(89,3)
Totale	9.136,0	5.283,7	458,4	269,6	188,8
TOTALE	10.536,0	5.283,7	468,3	269,6	198,7

(1) Fair value "livello 2".

I derivati passivi correnti presentano un valore nozionale pari a 10.536,0 milioni di euro e un corrispondente *fair value* pari a 468,3 milioni di euro. L'incremento del valore nozionale, pari a 5.252,3 milioni di euro, è essenzialmente connesso alla citata riclassifica dalle "Passività finanziarie non correnti" dei derivati stipulati a copertura dell'indebitamento contratto da Enel SpA ed Enel Finance International nel 2007, relativi alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro e in scadenza nel mese di aprile 2012 (complessivamente 5.350,0 milioni di euro di valore nozionale).

Informazioni sul Conto economico

Ricavi

5.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 732,0 milioni

I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" sono composti come di seguito dettagliato.

Milioni di euro			
	2011	2010	2011-2010
Vendita di energia	374,4	350,8	23,6
Acquirente Unico	373,2	346,5	26,7
Altri	1,2	4,3	(3,1)
Prestazioni di servizi	357,6	318,7	38,9
Società del Gruppo	355,9	317,5	38,4
Terzi	1,7	1,2	0,5
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	732,0	669,5	62,5

I ricavi per "Vendita di energia" si riferiscono principalmente alle vendite effettuate all'Acquirente Unico (373,2 milioni di euro). L'incremento di 26,7 milioni di euro, rispetto all'esercizio 2010, riflette essenzialmente l'aumento del prezzo medio di cessione di energia all'Acquirente Unico.

I ricavi per "Prestazioni di servizi" si riferiscono principalmente a prestazioni di assistenza e consulenza rese alle società controllate e al riaddebito di oneri di diversa natura sostenuti dalla società e di competenza delle controllate stesse.

La variazione in aumento di 38,9 milioni di euro, rispetto all'esercizio precedente, è connessa principalmente all'incremento (complessivamente pari a 36,6 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:

- > 651,8 milioni di euro in Italia;
- > 75,2 milioni di euro nel mercato UE;
- > 5,0 milioni di euro in altri Paesi extra UE.

5.b Altri ricavi e proventi - Euro 29,8 milioni

Gli "Altri ricavi e proventi" nell'esercizio 2011 sono pari a 29,8 milioni di euro e presentano un incremento di 23,0 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (6,8 milioni di euro nel 2010), da attribuire essenzialmente al provento (21,1 milioni di euro) derivante dalla cessione, perfezionatasi in data 30 novembre 2011, del 51% del capitale di Deval SpA.

Proventi netti da cessione di partecipazioni

6. Proventi netti da cessione di partecipazioni - Euro 0,0 milioni

Nel 2010 l'importo di 731,4 milioni di euro si riferiva essenzialmente alla plusvalenza netta derivante dalla cessione, effettuata mediante offerta globale di vendita, di una quota pari al 30,8% della partecipazione detenuta in Enel Green Power SpA.

Costi

7.a Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo - Euro 360,8 milioni

Gli "Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo", risultano complessivamente pari a 360,8 milioni di euro (341,8 milioni di euro nel 2010) e sono relativi essenzialmente al costo di acquisto di energia elettrica, pari a 359,0 milioni di euro (338,9 milioni di euro nel 2010).

Nel corso del 2011 sono stati acquistati 5.256,0 milioni di kWh contro i 5.270,4 milioni di kWh del precedente eserci-

zio, che si riferiscono essenzialmente all'energia acquistata in Svizzera ai prezzi definiti dal contratto di importazione pluriennale con il fornitore Alpiq.

I costi relativi all'acquisto di energia elettrica si incrementano di 20,1 milioni di euro rispetto ai valori registrati nell'esercizio precedente, principalmente per effetto dell'aumento del prezzo medio di acquisto di energia.

7.b Servizi e godimento beni di terzi - Euro 275,6 milioni

I costi per prestazioni di "Servizi e godimento beni di terzi" sono ripartiti come di seguito esposto.

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Costi per servizi	259,3	251,8	7,5
Costi per godimento beni di terzi	16,3	15,5	0,8
Totale servizi e godimento beni di terzi	275,6	267,3	8,3

I "Costi per servizi", pari complessivamente a 259,3 milioni di euro, si riferiscono a costi per servizi resi da terzi per 186,1 milioni di euro (190,8 milioni di euro nel 2010) e a costi per servizi resi da società del Gruppo per 73,2 milioni di euro (61,0 milioni di euro nel 2010).

Il decremento dei costi per servizi resi da società terze, pari a 4,7 milioni di euro, è da ricondursi alla riduzione degli oneri connessi alle operazioni di acquisizione/cessione di aziende (20,4 milioni di euro), parzialmente compensata dalle maggiori spese di comunicazione (10,7 milioni di euro) e dall'incremento netto degli altri costi sostenuti per prestazioni diverse (5,0 milioni di euro).

I costi per servizi resi da società del Gruppo registrano un in-

cremento di 12,2 milioni di euro, da riferire principalmente ai maggiori costi per servizi resi da Enel Servizi (2,1 milioni di euro) e connessi sostanzialmente al servizio di formazione del personale, da Enel Ingegneria e Innovazione (4,6 milioni di euro) relativi ai servizi di ingegneria e supporto nella definizione delle politiche ambientali, nonché al riaddebito di costi per personale di Endesa in distacco (3,2 milioni di euro).

I "Costi per godimento beni di terzi" risultano pari a 16,3 milioni di euro e presentano una variazione in aumento di 0,8 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, da riferirsi essenzialmente ai maggiori costi per godimento di beni di proprietà della controllata Enel Servizi Srl.

7.c Costo del personale - Euro 117,8 milioni

I costi sostenuti per il personale risultano composti come di seguito riportato.

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Salari e stipendi	75,4	68,2	7,2
Oneri sociali	23,8	19,6	4,2
Trattamento di fine rapporto	4,8	4,4	0,4
Oneri per stock option e RSU	0,2	3,4	(3,2)
Altri costi e altri piani di incentivazione	13,6	3,2	10,4
Totale costo del personale	117,8	98,8	19,0

Il "Costo del personale" risulta pari a 117,8 milioni di euro e rileva un incremento complessivo di 19,0 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010, da imputare essenzialmente all'andamento della consistenza media dei dipendenti (+78 risorse medie rispetto al 2010), ai maggiori costi (4,8 milioni di euro) connessi ai piani di incentivazione a lungo termine (*Long Term Incentive*), nonché al maggiore onere per esodo incentivato del personale (0,4 milioni di euro). Tali effetti negativi sono parzialmente compensati dai minori oneri (3,2 milioni di euro) riferiti al piano di *stock option* 2008 e al piano di *restricted share units* 2008 in ragione del termine del periodo di maturazione previsto (31 marzo 2011). Si ricorda, infine, che il costo relativo all'esercizio 2010 includeva nella voce "Altri costi e altri piani di incentivazione" una componente positiva pregressa di 4,4 milioni di euro derivante dalla restituzione da parte dell'INPS di contributi previdenziali, versati da Enel per il periodo 1° gennaio 1993 - 31 dicembre 1996, su un elemento retributivo che, a seguito della sentenza della Corte di Appello di Firenze, è stato considerato non assoggettabile a contribuzione previdenziale.

Gli "Oneri sociali" nell'esercizio 2011 risultano pari a 23,8 milioni di euro e si riferiscono ai contributi INPS e a istituti minori per complessivi 21,7 milioni di euro e a piani a contributi/benefici definiti a carico dell'azienda per 2,1 milioni di euro (FOPEN e Fondenel per complessivi 1,8 milioni di euro, Asem e Fisce per complessivi 0,3 milioni di euro). Il costo relativo al trattamento di fine rapporto, pari a 4,8 milioni di euro, non presenta variazioni significative rispetto all'esercizio 2010. L'onere per TFR maturato nell'esercizio è affluito al 100% ai fondi di previdenza complementare. Relativamente a questi ultimi si segnala che il 95,8% dei dipendenti ha aderito al FOPEN, Fisme e Fondenel, mentre il restante 4,2% al Fondo di Tesoreria istituito presso l'INPS e ad altri fondi pensione.

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 2011.

	Consistenza media			Consistenza
	2011	2010	2011-2010	al 31.12.2011
Dirigenti	109	116	(7)	104
Quadri	361	329	32	377
Impiegati	380	327	53	392
Totale	850	772	78	873

7.d Ammortamenti e perdite di valore - Euro 33,3 milioni

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Ammortamenti delle attività materiali	1,8	1,8	-
Ammortamenti delle attività immateriali	8,8	5,6	3,2
Perdite di valore	22,7	14,9	7,8
Totale ammortamenti e perdite di valore	33,3	22,3	11,0

Gli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, pari complessivamente a 10,6 milioni di euro (7,4 milioni di euro nel 2010), rilevano un incremento complessivo di 3,2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da riferirsi essenzialmente alla maggiore consistenza media dei diritti di brevetto industriale e delle opere di ingegno a seguito degli investimenti e passaggi

in esercizio effettuati nel secondo semestre 2010.

Le perdite di valore, pari a 22,7 milioni di euro, si riferiscono principalmente all'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), quest'ultima oggetto di cessione in data 30 novembre 2011.

7.e Altri costi operativi - Euro 70,2 milioni

Gli "Altri costi operativi", complessivamente pari a 70,2 milioni di euro (40,7 milioni di euro nel 2010), presentano un incremento di 29,5 milioni di euro da ricondurre essenzialmente:

- > per 24,0 milioni di euro, alla minusvalenza derivante dalla cessione, avvenuta in data 1° dicembre 2011, della propria quota, pari al 50% del capitale di Sviluppo Nucleare Italia Srl, alla controllata Enel Ingegneria e Innovazione SpA;
- > per 12,7 milioni di euro, al rimborso dei certificati verdi rilevato nell'esercizio 2010 a seguito del riconoscimento, da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), delle garanzie di origine rilasciate in Francia a fronte dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e im-

portata in Italia nel 2005;

- > per 7,8 milioni di euro, ai minori oneri realizzati su contratti finanziari derivati di copertura del rischio del prezzo dell'energia.

Il **risultato operativo**, negativo per 95,9 milioni di euro (positivo per 636,8 milioni di euro nel periodo a raffronto), includeva nel 2010 il provento netto da cessione di partecipazioni (731,4 milioni di euro), essenzialmente connesso alla cessione di una quota pari al 30,8% della partecipazione detenuta in Enel Green Power. Escludendo dall'esercizio a raffronto tale voce il risultato operativo del 2011 risulta in diminuzione di 1,3 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010.

8. Proventi da partecipazioni - Euro 3.222,9 milioni

Sono riferiti interamente ai dividendi distribuiti nell'esercizio dalle società controllate e dalle altre imprese per 3.222,9 milioni di euro (3.368,8 milioni di euro nel 2010), come di seguito dettagliato.

Dividendi incassati

Milioni di euro	2011	2010	2011-2010
Enel Produzione SpA	959,0	1.036,8	(77,8)
Enel Distribuzione SpA	1.766,2	1.996,8	(230,6)
Enel Trade SpA	30,2	286,7	(256,5)
Enel Factor SpA	4,0	3,5	0,5
Enel Sole Srl	-	18,5	(18,5)
Enel Finance International NV	77,8	-	77,8
Enel Servizi Srl	5,1	4,2	0,9
Enel Energy Europe SL	264,9	-	264,9
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	-	1,7	(1,7)
Enel Green Power SpA	94,1	-	94,1
Terna SpA ⁽¹⁾	21,5	20,5	1,0
Emittenti Titoli SpA	0,1	0,1	-
Totale proventi da partecipazioni	3.222,9	3.368,8	(145,9)

(1) Al lordo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011, pari 8,2 milioni di euro, posto in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2011 (pari a 8,2 milioni di euro l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010, messo in pagamento a decorrere dal 25 novembre 2010).

9. Proventi/(Oneri) finanziari - *Euro (872,1) milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Proventi finanziari			
Interessi e altri proventi da attività finanziarie non correnti	24,4	22,1	2,3
Interessi e altri proventi da attività finanziarie correnti	275,2	219,6	55,6
Differenze positive di cambio:	8,1	4,0	4,1
- su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	0,5	0,1	0,4
- su finanziamenti	0,6	0,6	-
- su altro	7,0	3,3	3,7
Proventi da strumenti derivati:	2.507,3	1.830,0	677,3
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:			
proventi da derivati a FVTPL	2.251,0	1.605,9	645,1
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:			
proventi da derivati a FVTPL	126,8	89,5	37,3
proventi da derivati di CFH	129,5	134,6	(5,1)
Altri interessi attivi e proventi	11,3	11,0	0,3
Totale proventi	2.826,3	2.086,7	739,6
Oneri finanziari			
Interessi e altri oneri su debiti finanziari non correnti:	963,6	982,7	(19,1)
- interessi passivi su debiti finanziari non correnti	301,9	337,9	(36,0)
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	661,7	644,8	16,9
Interessi e altri oneri su debiti finanziari correnti:	43,4	25,8	17,6
- interessi passivi su debiti verso banche e società del Gruppo	43,4	25,8	17,6
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	14,5	15,3	(0,8)
Differenze negative di cambio:	50,9	48,1	2,8
- su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	0,4	0,1	0,3
- su finanziamenti	40,4	40,8	(0,4)
- su altro	10,1	7,2	2,9
Oneri da strumenti derivati:	2.611,1	2.147,1	464,0
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:			
oneri da derivati a FVTPL	2.250,6	1.605,3	645,3
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:			
oneri da derivati a FVTPL	165,1	296,0	(130,9)
oneri da derivati di CFH	195,4	245,8	(50,4)
Altri interessi passivi e oneri	14,9	0,2	14,7
Totale oneri	3.698,4	3.219,2	479,2
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	(872,1)	(1.132,5)	260,4

Gli oneri finanziari netti, pari a 872,1 milioni di euro, riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (1.007,0 milioni di euro) nonché gli oneri netti da strumenti derivati su tassi di interesse (188,8 milioni di euro) e risultano controbilanciati da interessi attivi e altri proventi su conti correnti intersocietari e bancari (rispettivamente 259,9 milioni di euro e 8,4 milioni di euro), su *cash collateral* (6,9 milioni di euro) e da interessi attivi su finanziamenti accollati alle società del Gruppo (11,7 milioni di euro).

Il decremento degli oneri finanziari netti, pari a 260,4 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, risente della rilevazione degli effetti della *bonus share* che, concessa nel precedente esercizio nell'ambito dell'offerta globale di vendita di azioni di Enel Green Power, è stata esercitata entro il 31 dicembre 2011 e ha comportato la rilevazione nell'esercizio in corso di proventi netti per 42,1 milioni di euro (proventi per rettifica valutazione anno precedente pari a 89,3 milioni di euro e onere realizzato da esercizio *bonus share* pari a 47,2 milioni di euro), rispetto a oneri da valutazione pari a 89,3 milioni di euro contabilizzati nel 2010. L'ulteriore riduzione degli oneri finanziari netti è stata determinata dal decremento degli oneri netti da strumenti derivati su tassi (81,7 milioni di euro) e dall'incremento degli interessi attivi e altri proventi su attività finanziarie correnti (55,6 milioni di euro) conseguente principalmente ai maggiori interessi attivi maturati sul conto corrente intersocietario.

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.

10. Imposte - Euro 212,0 milioni

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Imposte correnti	(213,8)	(241,1)	27,3
Imposte anticipate	1,9	(2,1)	4,0
Imposte differite	(0,1)	(0,2)	0,1
Totale imposte	(212,0)	(243,4)	31,4

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2011 risultano complessivamente positive per 212,0 milioni di euro, per effetto principalmente della riduzione della base imponibile Ires dovuta all'esclusione al 95% dei dividendi percepiti dalle società controllate, che nel periodo a raffronto risentiva anche dell'esenzione, prevista nella medesima percentuale, della plusvalenza realizzata in relazione alla cessione di una quota pari al 30,8% della partecipazione detenuta in Enel Green Power SpA. Le imposte sul reddito dell'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").

Le imposte risentono, infine, dell'effetto a Conto economico delle imposte anticipate e differite (complessivamente negativo per 1,8 milioni di euro).

Le imposte sul reddito dell'esercizio hanno un'incidenza sul risultato *ante* imposte del -9,4%, contro il -8,5% del 2010.

Milioni di euro

	2011	Incidenza %	2010	Incidenza %
Risultato ante imposte	2.254,9		2.873,1	
Imposte teoriche Ires (27,5%)	620,1	27,5%	790,1	27,5%
Minori imposte:				
- plusvalenze da partecipazioni esenti	(5,5)	-0,2%	(187,9)	-6,5%
- dividendi da partecipazione	(842,0)	-37,3%	(880,1)	-30,6%
- utilizzo fondi	(11,7)	-0,5%	(9,9)	-0,3%
- altre	(24,5)	-1,1%	-	0,0%
Maggiori imposte:				
- svalutazioni dell'esercizio	6,3	0,3%	4,1	0,1%
- minusvalenze da partecipazioni	6,6	0,3%	-	0,0%
- accantonamento ai fondi	12,1	0,5%	12,3	0,4%
- sopravvenienze passive	3,9	0,2%	1,8	0,1%
- altre	23,2	1,0%	31,3	1,1%
Totale imposte correnti sul reddito (Ires)	(211,5)	-9,4%	(238,3)	-8,3%
Irap	-	-	-	-
Imposte estere	0,2	0,0%	0,1	0,0%
Differenza su stime imposte anni precedenti	(2,5)	-0,1%	(2,9)	-0,1%
Totale fiscalità differita	1,8	0,1%	(2,3)	-0,1%
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO	(212,0)	-9,4%	(243,4)	-8,5%

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

11. Attività materiali - Euro 5,9 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2010 e 2011 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	2,8	3,0	5,3	17,9	22,6	52,0
Fondo ammortamento	-	(1,4)	(3,0)	(5,3)	(16,7)	(19,2)	(45,6)
Consistenza al 31.12.2009	0,4	1,4	-	-	1,2	3,4	6,4
Investimenti	-	-	-	-	0,2	-	0,2
Ammortamenti	-	-	-	-	(0,5)	(1,3)	(1,8)
Dismissioni	-	(0,1)	-	-	-	-	(0,1)
Totale variazioni	-	(0,1)	-	-	(0,3)	(1,3)	(1,7)
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

Le "Attività materiali" risultano complessivamente pari a 5,9 milioni di euro ed evidenziano, rispetto all'esercizio precedente, un incremento di 1,2 milioni di euro da riferirsi essenzialmente alle capitalizzazioni del periodo (3,0 milioni di euro), parzialmente compensate dagli ammortamenti (1,8 milioni di euro).

La voce "Migliorie su immobili di terzi" si riferisce principalmente a lavori di ristrutturazione dell'Archivio Storico di Napoli e di alcune aree dell'edificio in cui ha sede Enel SpA, e ammortizzati lungo la durata residua del contratto di locazione del fabbricato.

12. Attività immateriali - Euro 17,0 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 31.12.2009	7,1	7,3	14,4
Investimenti	6,7	-	6,7
Passaggi in esercizio	7,3	(7,3)	-
Ammortamenti	(5,6)	-	(5,6)
Totale variazioni	8,4	(7,3)	1,1
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

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 0,3 milioni di euro, è dovuto agli ammortamenti di periodo (8,8 milioni di euro), in

parte compensati dagli investimenti (8,5 milioni di euro) principalmente riferiti al nuovo modello di *reporting* GPR2 e all'adozione del sistema di *risk management*.

Le "Altre attività immateriali in corso", pari a 1,8 milioni di euro (zero nel periodo a raffronto), si riferiscono essenzialmente all'adozione del sistema di *risk management* (1,1 milioni di euro), al Cruscotto Sicurezza (0,4 milioni di euro) e al sistema di pianificazione finanziaria (0,3 milioni di euro).

13. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 357,5 milioni ed euro 190,7 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 31.12.2010	Incremento/(Decremento) con imputazione a Conto economico	Incremento/(Decremento) con imputazione a patrimonio netto	al 31.12.2011
Attività per imposte anticipate				
<i>Natura delle differenze temporanee:</i>				
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore	36,0	(0,5)	-	35,5
- strumenti finanziari derivati	211,7	-	42,2	253,9
- costi aumento capitale	31,9	-	(10,6)	21,3
- altre partite	48,2	(1,4)	-	46,8
Totale attività per imposte anticipate	327,8	(1,9)	31,6	357,5
Passività per imposte differite				
<i>Natura delle differenze temporanee:</i>				
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	3,8	-	-	3,8
- proventi a tassazione differita	0,3	(0,1)	-	0,2
- valutazione strumenti finanziari	121,3	-	65,1	186,4
- altre partite	0,3	-	-	0,3
Totale passività per imposte differite	125,7	(0,1)	65,1	190,7
Attività per imposte anticipate nette compensabili (Ires)	186,9			198,3
Attività per imposte anticipate/(Passività per imposte differite) nette compensabili (Irap)	15,2			(31,5)

Le "Attività per imposte anticipate" ammontano a 357,5 milioni di euro (327,8 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e presentano un incremento di 29,7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferirsi principalmente alle imposte anticipate sulla valutazione a *fair value* delle operazioni di *cash flow hedge* (42,2 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 190,7 milioni di euro (125,7 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e

registrano un incremento di 65,0 milioni di euro, dovuto essenzialmente alle imposte differite relative alla valutazione a *fair value* delle operazioni di *cash flow hedge* (65,1 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.

14. Partecipazioni - Euro 38.758,9 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, a controllo congiunto (*joint venture*), collegate e in altre imprese.

Milioni di euro	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possessione %
al 31.12.2010					
A) Imprese controllate					
Enel Produzione SpA	4.891,8	-	3,6	4.895,4	100,0
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	46,5	-	0,8	47,3	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	-	1,8	3.688,9	69,2
Enel Investment Holding BV	8.498,1	(4.473,0)	-	4.025,1	100,0
Enelpower SpA	189,5	(151,7)	-	37,8	100,0
Deval SpA	19,0	-	-	19,0	51,0
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)	2,5	486,8	100,0
Enel.NewHydro Srl	45,5	(42,9)	-	2,6	100,0
Enel Finance International NV	1.414,3	-	-	1.414,3	100,0
Vallenergie SpA	0,9	-	-	0,9	51,0
Totale controllate	43.184,2	(4.716,5)	12,5	38.480,2	
B) Imprese a controllo congiunto					
Sviluppo Nucleare Italia Srl	19,5	-	-	19,5	50,0
Totale controllo congiunto	19,5	-	-	19,5	
C) Imprese collegate					
CESI SpA	2,2	-	-	2,2	25,9
Totale collegate	2,2	-	-	2,2	
D) Altre imprese					
Flcogas 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	278,6	-	324,8	5,1
Consorzio Civita - in liquidazione	-	-	-	-	25,0
Consorzio Bresciano per la ricerca applicata e l'innovazione tecnologica nel settore dell'automazione industriale Srl	-	-	-	-	0,3
Totale altre imprese	51,5	277,5	-	329,0	
TOTALE PARTECIPAZIONI	43.257,4	(4.439,0)	12,5	38.830,9	

Apporti in conto capitale e a copertura perdite	Acquisizioni/ (Cessioni)/ (Liquidazioni)	Rettifiche di valore	Apporti in conto capitale IFRIC 11- Stock option e RSU	Saldo movimenti	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possessione %
Movimenti del 2011					al 31.12.2011				
-	-	-	0,1	0,1	4.891,8	-	3,7	4.895,5	100,0
-	-	-	0,1	0,1	46,5	-	0,9	47,4	100,0
-	-	-	-	-	6.311,7	-	1,8	6.313,5	100,0
-	-	-	-	-	10,0	-	0,5	10,5	100,0
-	-	-	-	-	901,0	-	0,8	901,8	100,0
-	-	-	0,2	0,2	3.687,1	-	2,0	3.689,1	69,2
-	-	-	0,1	0,1	8.498,1	(4.473,0)	0,1	4.025,2	100,0
-	-	(7,6)	-	(7,6)	189,5	(159,3)	-	30,2	100,0
-	(19,0)	-	-	(19,0)	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	1.321,0	(8,3)	0,7	1.313,4	100,0
-	-	-	-	-	15.300,1	-	-	15.300,1	100,0
-	-	-	-	-	17,9	(0,4)	-	17,5	100,0
-	-	-	-	-	5,3	-	-	5,3	100,0
-	-	-	0,2	0,2	524,5	(40,2)	2,7	487,0	100,0
25,0	-	(11,3)	-	13,7	70,5	(54,2)	-	16,3	100,0
-	-	-	-	-	1.414,3	-	-	1.414,3	100,0
-	(0,9)	-	-	(0,9)	-	-	-	-	-
25,0	(19,9)	(18,9)	0,7	(13,1)	43.189,3	(4.735,4)	13,2	38.467,1	
14,2	(33,7)	-	-	(19,5)	-	-	-	-	-
14,2	(33,7)	-	-	(19,5)	-	-	-	-	-
-	19,7	-	-	19,7	21,9	-	-	21,9	41,9
-	19,7	-	-	19,7	21,9	-	-	21,9	
-	-	-	-	-	4,8	(1,1)	-	3,7	4,3
-	-	-	-	-	0,5	-	-	0,5	10,0
-	-	(59,1)	-	(59,1)	46,2	219,5	-	265,7	5,1
-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3
-	-	(59,1)	-	(59,1)	51,5	218,4	-	269,9	
39,2	(33,9)	(78,0)	0,7	(72,0)	43.262,7	(4.517,0)	13,2	38.758,9	

Si riporta di seguito la movimentazione delle partecipazioni intervenuta nel corso dell'esercizio 2011:

Milioni di euro

Incrementi	
Ripatrimonializzazione di Enel NewHydro Srl	25,0
Ripatrimonializzazione di Sviluppo Nucleare Italia Srl	14,2
Acquisizione di quote del capitale di CESI SpA	19,7
Valutazione dei piani di incentivazione a base azionaria (<i>stock option e restricted share units</i>) emessi da Enel SpA a favore dei dipendenti di società controllate	0,7
Totale incrementi	59,6
Decrementi	
Cessione della partecipazione detenuta in Deval SpA	(19,0)
Cessione della partecipazione detenuta in Vallenergie SpA	(0,9)
Cessione della partecipazione detenuta in Sviluppo Nucleare Italia Srl	(33,7)
Svalutazione di Enel NewHydro Srl	(11,3)
Svalutazione di Enelpower SpA	(7,6)
Valutazione al <i>fair value</i> di Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	(59,1)
Totale decrementi	(131,6)
SALDO MOVIMENTI	(72,0)

Il decremento netto del valore delle partecipazioni detenute in società controllate, a controllo congiunto (*joint venture*), collegate e in altre imprese, pari a 72,0 milioni di euro, è da riferirsi principalmente:

- > alla ripatrimonializzazione, in data 11 febbraio, 23 maggio e 24 novembre, della partecipata Sviluppo Nucleare Italia Srl per l'importo complessivo di 14,2 milioni di euro, destinato da quest'ultima a incremento della riserva disponibile di patrimonio netto;
- > all'acquisizione, in data 11 marzo, 25 marzo, 25 maggio e 22 novembre, di quattro quote rispettivamente pari al 3,9%, al 9,6%, all'1,5% e all'1,0% del capitale sociale di CESI SpA per un importo complessivo pari a 19,7 milioni di euro. Conseguentemente alle quattro operazioni la quota di partecipazione di Enel in CESI SpA è passata dal 25,9% al 41,9%;
- > alla cessione, in data 30 novembre, delle partecipazioni detenute in Deval SpA e Vallenergie SpA per un valore di carico di complessivi 19,9 milioni di euro;
- > alla vendita, in data 1° dicembre, alla società controllata Enel Ingegneria e Innovazione SpA, della partecipazione detenuta in Sviluppo Nucleare Italia Srl, per un valore di carico di 33,7 milioni di euro;
- > alla ripatrimonializzazione, in data 23 dicembre, della partecipata Enel NewHydro Srl per un importo com-

plessivo pari a 25,0 milioni di euro, mediante rinuncia parziale al credito vantato da Enel SpA sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la stessa e destinato dalla società a incremento di apposita riserva disponibile di patrimonio netto;

- > al decremento di 59,1 milioni di euro della partecipazione detenuta in Terna, per effetto dell'adeguamento della valutazione a *fair value* della relativa quota di partecipazione, al valore di Borsa, rilevato al 31 dicembre 2011;
- > all'adeguamento di valore, pari a 11,3 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enel NewHydro Srl per tener conto delle perdite di valore e del presumibile recupero del costo iscritto in bilancio;
- > all'adeguamento di valore, pari a 7,6 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enelpower SpA per tener conto delle perdite di valore e del presumibile recupero del costo iscritto in bilancio;
- > al maggior valore delle partecipazioni in società controllate, per 0,7 milioni di euro, connesso ai piani di incentivazione a base azionaria (*stock option e restricted share units*) emessi da Enel SpA a favore dei dipendenti delle società stesse.

I certificati azionari relativi alle partecipazioni in società controllate italiane detenute da Enel SpA sono presso il Monte dei Paschi di Siena in deposito titoli a custodia e amministrazione.

Le azioni di Idrosicilia, corrispondenti all'1% del capitale sociale, sono depositate in pegno a garanzia di un finanziamento concesso a Siciliacque, controllata al 75% da Idrosicilia stessa.

Nel prospetto che segue è riportato l'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e altre imprese al 31 dicembre 2011.

	Sede legale	Valuta	Capitale sociale (euro)	Patrimonio netto (milioni di euro)	Utile/(Perdita) ultimo esercizio (milioni di euro)	Quota di possessione %	Valore a bilancio (milioni di euro)
A) Imprese controllate							
Enel Produzione SpA	Roma	Euro	1.800.000.000	6.843,9	788,7	100,0	4.895,5
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	Roma	Euro	30.000.000	52,4	1,5	100,0	47,4
Enel Distribuzione SpA	Roma	Euro	2.600.000.000	8.985,8	1.865,7	100,0	6.313,5
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Euro	10.000.000	96,2	19,3	100,0	10,5
Enel Trade SpA	Roma	Euro	90.885.000	974,5	25,5	100,0	901,8
Enel Green Power SpA	Roma	Euro	1.000.000.000	6.396,3	247,2	69,2	3.689,1
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Euro	1.593.050.000	4.497,2	168,7	100,0	4.025,2
Enelpower SpA	Milano	Euro	2.000.000	30,2	0,6	100,0	30,2
Enel Energia SpA	Roma	Euro	302.039	1.114,7	1,8	100,0	1.313,4
Enel Energy Europe SL	Madrid	Euro	500.000.000	19.532,6	(69,2)	100,0	15.300,1
Enel Factor SpA	Roma	Euro	12.500.000	45,7	4,7	100,0	17,5
Enel Sole Srl	Roma	Euro	4.600.000	36,2	5,1	100,0	5,3
Enel Servizi Srl	Roma	Euro	50.000.000	524,0	29,8	100,0	487,0
Enel NewHydro Srl	Roma	Euro	1.000.000	16,3	(11,3)	100,0	16,3
Enel Finance International NV	Amsterdam	Euro	1.478.810.370	1.470,3	98,8	100,0	1.414,3
B) Imprese collegate							
CESI SpA	Milano	Euro	8.550.000	73,4	14,4	41,9	21,9
C) Altre imprese							
Elcogas SA	Puertollano	Euro	20.242.260	6,3	13,9	4,3	3,7
Emittenti Titoli SpA	Milano	Euro	4.264.000	6,3	1,0	10,0	0,5
Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	Roma	Euro	442.198.240	2.555,3	453,6	5,1	265,7
Consorzio Civita - in liquidazione	Roma	Euro	156.000	0,01	(0,01)	25,0	-
Consorzio Bresciano per la ricerca applicata e l'innovazione tecnologica nel settore dell'automazione industriale Srl	Brescia	Euro	918.493	1,0	(0,01)	0,3	-

Per quanto concerne le partecipazioni in altre imprese le società quotate sono valutate al *fair value* determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura del bilancio (*fair value* "livello 1°"), mentre le società non quotate sono valutate al costo, poiché il *fair value* non può essere attendibilmente determinato.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010
Partecipazioni in società quotate valutate al <i>fair value</i>	265,7	324,8
Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	265,7	324,8
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

15. Attività finanziarie non correnti - Euro 2.080,3 milioni

La composizione di tale voce è di seguito dettagliata.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Crediti finanziari:	324,9	333,7	(8,8)
- verso imprese controllate	165,5	181,0	(15,5)
- verso terzi	156,1	149,4	6,7
- altri	3,3	3,3	-
Contratti derivati	1.734,3	1.084,2	650,1
Risconti attivi	21,1	30,3	(9,2)
Totale	2.080,3	1.448,2	632,1

Per la voce "Crediti finanziari" si rimanda a quanto commentato nella Nota 20.3.

Con riferimento ai "Contratti derivati", si rimanda a quanto commentato nella Nota 4.a.

I "Risconti attivi" si riferiscono ai costi di transazione residui (21,1 milioni di euro) 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 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 31.12.2011			al 31.12.2010		
Crediti finanziari:	97,4	227,5	324,9	67,3	266,4	333,7
- verso imprese controllate	94,1	71,4	165,5	64,0	117,0	181,0
- verso terzi	-	156,1	156,1	-	149,4	149,4
- altri	3,3	-	3,3	3,3	-	3,3
Contratti derivati	232,1	1.502,2	1.734,3	159,3	924,9	1.084,2
Totale	329,5	1.729,7	2.059,2	226,6	1.191,3	1.417,9

Le attività finanziarie non correnti classificate per categoria di strumenti finanziari si presentano come segue.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Attività finanziarie valutate al fair value con imputazione a Conto economico	1.287,4	841,6	445,8
Finanziamenti e crediti	346,0	364,0	(18,0)
Derivati di cash flow hedge	446,9	242,6	204,3
Totale	2.080,3	1.448,2	632,1

16. Altre attività non correnti - Euro 262,1 milioni

La voce accoglie le partite di seguito descritte.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Crediti verso società controllate per accollo PIA	209,7	222,1	(12,4)
Crediti tributari	42,5	41,8	0,7
Altri crediti a lungo termine:			
- depositi cauzionali	0,1	0,1	-
- altri crediti	9,8	0,1	9,7
Totale	9,9	0,2	9,7
TOTALE	262,1	264,1	(2,0)

La voce "Crediti verso società controllate per accollo PIA", pari a 209,7 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 148,0 milioni di euro (160,4 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

I "Crediti tributari" si riferiscono al credito, comprensivo di interessi maturati (complessivamente pari a 42,5 milioni di euro), emerso nel corso del 2009 in seguito alla presenta-

zione dell'istanza di rimborso per l'esercizio 2003 (effettuata da Enel SpA per proprio conto) e per le annualità 2004-2007 (effettuata sia per proprio conto sia in qualità di società consolidante) delle maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale (10%) dell'Irap nella determinazione del reddito imponibile Ires, così come consentito dal decreto legge 185 del 29 novembre 2008 convertito dalla legge n. 2 del 28 gennaio 2009.

Gli "Altri crediti", pari a 9,8 milioni di euro, si riferiscono essenzialmente al credito vantato verso la società controllata Enel Ingegneria e Innovazione SpA (9,6 milioni di euro) per la cessione, avvenuta il 1° dicembre 2011, della partecipazione detenuta in Sviluppo Nucleare Italia Srl.

Attività correnti

17. Crediti commerciali - Euro 573,5 milioni

La voce è composta come di seguito illustrato.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Clienti:			
- vendita e trasporto di energia elettrica	72,3	67,6	4,7
- altri crediti	9,4	10,0	(0,6)
Totale	81,7	77,6	4,1
Crediti commerciali verso imprese controllate	491,8	464,4	27,4
TOTALE	573,5	542,0	31,5

I crediti verso clienti sono rappresentati principalmente da crediti verso l'Acquirente Unico per forniture di energia elettrica e da crediti verso altri clienti per prestazioni di servizi, e sono iscritti al netto di un fondo svalutazione di 7,5 milioni di euro, rimasto invariato rispetto all'esercizio precedente.

L'incremento dei crediti verso clienti terzi (4,1 milioni di euro) è sostanzialmente dovuto ai maggiori crediti verso

l'Acquirente Unico per l'aumento dei ricavi per vendita di energia elettrica nei confronti dello stesso.

I "Crediti commerciali verso imprese controllate" si riferiscono principalmente a servizi e attività svolti da Enel SpA a favore delle società del Gruppo e il loro aumento (27,4 milioni di euro) è determinato essenzialmente dall'incremento delle *management fee* e delle attività di *service*.

I crediti commerciali verso imprese controllate sono di seguito dettagliati per società.

Milioni di euro			
	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Imprese controllate:			
- Enel Energy Europe SL	3,8	3,7	0,1
- Enel Produzione SpA	90,7	82,2	8,5
- Enel Distribuzione SpA	54,5	58,4	(3,9)
- Enel Ingegneria e Innovazione SpA	5,4	3,7	1,7
- Enel Green Power SpA	85,3	56,9	28,4
- Endesa SA	(0,6)	33,5	(34,1)
- Enel Servizio Elettrico SpA	19,6	10,0	9,6
- Enel Trade SpA	4,9	16,3	(11,4)
- Enel Energia SpA	45,9	44,4	1,5
- Enel Servizi Srl	32,8	21,2	11,6
- Slovenské elektrárne AS	33,1	22,0	11,1
- Enel si Srl	12,3	9,5	2,8
- Enelpower SpA	1,7	1,5	0,2
- Enel Investment Holding BV	2,9	1,5	1,4
- Enel North America Inc.	0,9	0,7	0,2
- Enel Sole Srl	5,5	5,7	(0,2)
- Enel OGK5-5 OJSC	12,8	7,4	5,4
- Endesa Distribución Eléctrica SL	22,7	24,9	(2,2)
- Endesa Energía SA	9,4	7,9	1,5
- Endesa Generación SA	4,4	7,9	(3,5)
- Enel Romania Srl	7,6	5,8	1,8
- Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	5,3	(5,3)
- altre	36,2	34,0	2,2
Totale	491,8	464,4	27,4

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

Milioni di euro			
	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Italia	430,3	382,4	47,9
UE	118,8	143,7	(24,9)
Extra UE	19,4	11,2	8,2
Altri	5,0	4,7	0,3
Totale	573,5	542,0	31,5

18. Crediti per imposte sul reddito - Euro 366,2 milioni

I crediti per imposte al 31 dicembre 2011 ammontano a 366,2 milioni di euro e si riferiscono essenzialmente al credito Ires della Società per imposte correnti dell'esercizio.

19. Attività finanziarie correnti - Euro 9.667,9 milioni

La voce accoglie le partite di seguito dettagliate.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Crediti finanziari verso società del Gruppo:			
- crediti finanziari a breve termine (conto corrente intersocietario)	8.165,8	8.527,1	(361,3)
- finanziamento a breve termine concesso a Enel Finance International NV	120,0	-	120,0
- quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	15,5	17,0	(1,5)
- altri crediti finanziari	272,8	234,4	38,4
- contratti derivati	73,5	120,4	(46,9)
Crediti finanziari verso terzi:			
- contratti derivati	310,5	33,5	277,0
- quota corrente dei crediti finanziari a lungo	0,3	0,6	(0,3)
- altri crediti finanziari	116,4	97,3	19,1
- <i>cash collateral</i> per accordi di marginazione su derivati OTC	593,1	662,6	(69,5)
Totale	9.667,9	9.692,9	(25,0)

Le "Attività finanziarie correnti" rilevano un decremento di 25,0 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Per il commento della voce, a eccezione dei "Contratti de-

rivati", si rimanda alla Nota 20.4. Per i "Contratti derivati" si rimanda a quanto commentato nella Nota 4.b.

20. Indebitamento finanziario netto - Euro 13.594,0 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 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Finanziamenti a lungo termine	20.1	18.082,8	22.325,8	(4.243,0)
Finanziamenti a breve termine	20.2	2.471,8	1.842,1	629,7
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	20.1	4.113,3	805,5	3.307,8
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	20.3	324,9	333,7	(8,8)
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	20.4	8.917,0	9.208,6	(291,6)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	20.5	1.832,0	2.117,0	(285,0)
Totale		13.594,0	13.314,1	279,9

Si evidenzia di seguito la posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2011, 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 31.12.2011		al 31.12.2010	
	di cui con parti correlate		di cui con parti correlate	
Denaro e valori in cassa	0,1		0,1	
Depositi bancari e postali	1.831,9		2.116,9	
Liquidità	1.832,0		2.117,0	
Crediti finanziari correnti	8.917,0	8.301,3	9.208,6	8.545,5
Debiti bancari correnti	(636,4)		(40,0)	
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(4.113,3)		(805,5)	
Altri debiti finanziari correnti	(1.835,4)	(1.193,3)	(1.802,1)	(1.496,1)
Debiti finanziari correnti	(6.585,1)		(2.647,6)	
Posizione finanziaria corrente netta	4.163,9		8.678,0	
Debiti bancari non correnti	(1.307,0)		(4.161,7)	
Obbligazioni emesse	(14.275,8)		(15.366,9)	
Altri debiti non correnti	(2.500,0)	(2.500,0)	(2.797,2)	(2.797,2)
Debiti finanziari non correnti	(18.082,8)		(22.325,8)	
Posizione finanziaria non corrente	(18.082,8)		(22.325,8)	
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da disposizione CONSOB	(13.918,9)		(13.647,8)	
Crediti finanziari non correnti	324,9	165,5	333,7	181,0
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(13.594,0)		(13.314,1)	

20.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - Euro 22.196,1 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 4.113,3 milioni di euro), ammonta al 31 dicembre 2011 a 22.196,1 milioni di euro.

Nelle tabelle seguenti viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2011 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Valore nozionale
			al 31.12.2011	al 31.12.2010	
Obbligazioni:					
- tasso fisso quotate	2012-2037	9.641,8	9.729,8	10.487,4	10.589,5
- tasso variabile quotate	2012-2031	3.926,4	3.950,0	3.769,8	3.800,0
- tasso variabile non quotate	2012-2032	1.764,7	1.764,9	1.915,0	1.915,2
Totale		15.332,9	15.444,7	16.172,2	16.304,7
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	2012	0,1	0,1	0,3	0,3
- tasso variabile	2012-2016	4.363,1	4.386,0	4.161,6	4.217,1
Totale		4.363,2	4.386,1	4.161,9	4.217,4
Finanziamenti da società del Gruppo:					
- tasso fisso	2025	2.500,0	2.500,0	2.797,2	2.800,0
Totale		2.500,0	2.500,0	2.797,2	2.800,0
TOTALE		22.196,1	22.330,8	23.131,3	23.322,1

Milioni di euro	Saldo contabile	Quote correnti	Quote con scadenza	Quote scadenti nel				
		al 31.12.2011						
		<12 mesi	>12 mesi	2013	2014	2015	2016	Oltre
Obbligazioni:								
- tasso fisso quotate	9.641,8	599,7	9.042,1	749,3	-	991,8	1.965,4	5.335,6
- tasso variabile quotate	3.926,4	399,9	3.526,5	-	998,3	1.294,4	983,8	250,0
- tasso variabile non quotate	1.764,7	57,5	1.707,2	59,2	61,3	62,8	63,9	1.460,0
Totale	15.332,9	1.057,1	14.275,8	808,5	1.059,6	2.349,0	3.013,1	7.045,6
Finanziamenti bancari:								
- tasso fisso	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile	4.363,1	3.056,1	1.307,0	-	916,9	-	390,1	-
Totale	4.363,2	3.056,2	1.307,0	-	916,9	-	390,1	-
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	22.196,1	4.113,3	18.082,8	808,5	1.976,5	2.349,0	3.403,2	9.545,6

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 519,6 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 31.12.2010	al 31.12.2011			
Euro	21.824,1	20.848,5	20.966,0	3,62%	3,65%
Sterline inglesi	1.307,2	1.347,6	1.364,8	5,99%	6,02%
Totale valute non euro	1.307,2	1.347,6	1.364,8		
TOTALE	23.131,3	22.196,1	22.330,8		

La movimentazione del periodo del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella seguente tabella.

Milioni di euro	Valore nozionale		Utilizzi linee di credito	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	Valore nozionale
	al 31.12.2010	Rimborsi				al 31.12.2011
Obbligazioni	16.304,7	(805,7)	-	(94,6)	40,3	15.444,7
Finanziamenti bancari	4.217,4	(1.831,3)	2.000,0	-	-	4.386,1
Finanziamenti da società del Gruppo	2.800,0	(300,0)	-	-	-	2.500,0
Totale	23.322,1	(2.937,0)	2.000,0	(94,6)	40,3	22.330,8

Rispetto al 31 dicembre 2010 il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso una riduzione di 991,3 milioni di euro quale saldo di 2.937,0 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 94,6 milioni di euro riferiti al riacquisto di obbligazioni proprie, di 2.000,0 milioni di euro relativi a nuove emissioni e di 40,3 milioni di euro relativi a differenze negative di cambio.

Tra le principali operazioni effettuate nel corso del 2011 si segnalano:

- > l'utilizzo di linee di credito bancarie a lungo termine per complessivi 2.000,0 milioni di euro (di cui 1.900,0 milioni di euro in scadenza entro i 12 mesi successivi);
- > i rimborsi delle *tranche* in scadenza di prestiti obbligazionari per un ammontare complessivo di 805,7 milioni di euro;
- > il rimborso anticipato del finanziamento *intercompany* da Enel Investment Holding BV per un importo pari a 300,0 milioni di euro;
- > i rimborsi volontari, per un ammontare complessivo di 1.831,1 milioni di euro, relativi alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro, di cui:
 - 887,5 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
 - 637,6 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
 - 306,0 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016.

A seguito di tali rimborsi, al 31 dicembre 2011 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 presenta il seguente piano di scadenze:

- > 1.933,5 milioni di euro in scadenza nell'aprile 2012 (dei quali 1.156,4 milioni di euro in capo a Enel SpA);
- > 1.358,4 milioni di euro in scadenza nell'aprile 2014 (dei quali 830,9 milioni di euro in capo a Enel SpA);
- > 617,5 milioni di euro in scadenza nell'aprile 2016 (dei quali 398,7 milioni di euro in capo a Enel SpA).

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, risulta essere inutilizzata da parte di Enel SpA al 31 dicembre 2011.

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 31.12.2011		al 31.12.2010	
Obbligazioni:				
- tasso fisso	9.641,8	9.396,3	10.487,4	10.996,7
- tasso variabile	5.691,1	5.074,0	5.684,8	5.607,4
Finanziamenti bancari:				
- tasso fisso	0,1	0,1	0,3	0,3
- tasso variabile	4.363,1	4.310,7	4.161,6	4.271,8
Finanziamenti da società del Gruppo:				
- tasso fisso	2.500,0	2.283,0	2.797,2	2.998,1
Totale	22.196,1	21.064,1	23.131,3	23.874,3

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 2010.

Finanziamenti a lungo termine (escluse le quote correnti)

Milioni di euro	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Obbligazioni:			
- tasso fisso	9.042,1	9.737,8	(695,7)
- tasso variabile	5.233,7	5.629,1	(395,4)
Finanziamenti bancari:			
- tasso fisso	-	0,1	(0,1)
- tasso variabile	1.307,0	4.161,6	(2.854,6)
Finanziamenti da società del Gruppo:			
- tasso fisso	2.500,0	2.797,2	(297,2)
Totale	18.082,8	22.325,8	(4.243,0)

Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine

Milioni di euro	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Obbligazioni:			
- tasso fisso	599,7	749,5	(149,8)
- tasso variabile	457,4	55,8	401,6
Finanziamenti bancari:			
- tasso fisso	0,1	0,2	(0,1)
- tasso variabile	3.056,1	-	3.056,1
Totale	4.113,3	805,5	3.307,8

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*, alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro (*Credit Agreement 2007*), 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 verifici un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno 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* 2007, 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 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 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 verifici un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno di una precisa percentuale, pari al 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;
- > obblighi di informativa periodica.

Nel *Credit Agreement* 2007 e 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.

Al sensi del solo *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.

20.2 Finanziamenti a breve termine - Euro 2.471,8 milioni

L'indebitamento a breve termine è suddiviso nella tabella che segue.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Verso terzi	1.278,5	346,0	932,5
Verso società del Gruppo	1.193,3	1.496,1	(302,8)
Totale	2.471,8	1.842,1	629,7

L'indebitamento verso terzi, pari a 1.278,5 milioni di euro, presenta un incremento di 932,5 milioni di euro per effetto dei maggiori utilizzi delle linee di credito (596,4 milioni di euro) e dei più elevati *cash collateral* ricevuti dalle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi (336,1 milioni di euro).

L'indebitamento verso le società del Gruppo, pari a 1.193,3 milioni di euro, registra un decremento pari a 302,8 milioni di euro da imputare al miglioramento della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società controllate.

20.3 Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - Euro 324,9 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Crediti finanziari:			
- verso imprese controllate	165,5	181,0	(15,5)
- verso terzi	156,1	149,4	6,7
- altri	3,3	3,3	-
Totale	324,9	333,7	(8,8)

La voce "Crediti finanziari verso imprese controllate", pari a 165,5 milioni di euro, si riferisce a crediti derivanti dall'accoglienza 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 15,5 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 156,1 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 in base al grado temporale di esigibilità delle attività finanziarie non correnti, incluse nell'indebitamento, si rimanda alla Nota 15.

20.4 Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - Euro 8.917,0 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Crediti finanziari verso società del Gruppo:			
- crediti finanziari a breve termine (conto corrente intersocietario)	8.165,8	8.527,1	(361,3)
- quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	15,5	17,0	(1,5)
- altri crediti finanziari	120,0	-	120,0
Crediti finanziari verso terzi:			
- quota corrente dei crediti finanziari a lungo	0,3	0,6	(0,3)
- altri crediti finanziari	22,3	1,3	21,0
- <i>cash collateral</i> per accordi di marginazione su derivati OTC	593,1	662,6	(69,5)
Totale	8.917,0	9.208,6	(291,6)

I "Crediti finanziari verso società del Gruppo", rispetto al 31 dicembre 2010, si sono decrementati per 242,8 milioni di euro essenzialmente per effetto:

> dei minori crediti finanziari a breve verso le società del Gruppo sul conto corrente intersocietario (361,3 milioni di euro), riferibili principalmente ai rapporti con le controllate Enel Distribuzione (744,5 milioni di euro) ed Enel Green Power (409,6 milioni di euro), parzialmente compensati dal maggior fabbisogno di Enel Trade (780,6 milioni di euro);

> del *Bridge Facility* concesso a Enel Finance International NV e utilizzato, al 31 dicembre 2011, per 120,0 milioni di euro.

I "Crediti finanziari verso terzi", rispetto al 31 dicembre 2010, evidenziano un decremento di 48,8 milioni di euro, attribuibile principalmente alla riduzione dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi.

20.5 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 1.832,0 milioni

Le disponibilità liquide sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Depositi bancari	1.831,1	2.116,4	(285,3)
Depositi postali	0,8	0,5	0,3
Denaro e valori in cassa	0,1	0,1	-
Totale	1.832,0	2.117,0	(285,0)

I depositi bancari accolgono le giacenze liquide connesse alla gestione operativa.

Le disponibilità liquide sono gravate da vincoli limitatamente a 8,0 milioni di euro in relazione a contenziosi in essere.

21. Altre attività correnti - Euro 244,2 milioni

La composizione di tale voce al 31 dicembre 2011 è di seguito descritta.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Crediti tributari	35,7	38,1	(2,4)
Altri crediti verso società del Gruppo	181,0	205,2	(24,2)
Crediti verso altri	27,5	13,2	14,3
Totale	244,2	256,5	(12,3)

Le "Altre attività correnti" rilevano, rispetto al 31 dicembre 2011, una diminuzione complessiva di 12,3 milioni di euro.

I "Crediti tributari", pari a 35,7 milioni di euro, si riferiscono principalmente a crediti per Irap relativi ad anni precedenti e richiesti a rimborso per 24,0 milioni di euro e a crediti per IVA di Gruppo per 2,3 milioni di euro.

Gli "Altri crediti verso società del Gruppo" sono relativi prin-

cialmente ai crediti tributari Ires verso società del Gruppo aderenti all'Istituto del consolidato fiscale nazionale (39,8 milioni di euro), nonché ai crediti per IVA delle società aderenti all'IVA di Gruppo (139,2 milioni di euro). La riduzione di 24,2 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2010, è attribuibile principalmente alla diminuzione dei crediti Ires verso le società rientranti nel consolidato fiscale (38,0 milioni di euro), parzialmente compensata dall'incremento dei crediti per IVA di Gruppo (13,7 milioni di euro).

Attività non correnti classificate come possedute per la vendita

22. 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.

Passivo

Patrimonio netto

23. Patrimonio netto - *Euro 24.190,0 milioni*

Il patrimonio netto è pari a 24.190,0 milioni di euro, in diminuzione di 325,6 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. Tale variazione è riferibile essenzialmente alla distribuzione del saldo sul dividendo dell'esercizio 2010 nella misura di 0,18 euro per azione (complessivamente pari a 1.692,6 milioni di euro), deliberato dall'Assemblea degli Azionisti in data 29 aprile 2011, all'acconto sul dividendo 2011 deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 28 settembre 2011 nella misura di 0,10 euro per azione (complessivamente pari a 940,3 milioni di euro), nonché all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (2.307,3 milioni di euro).

Capitale sociale - *Euro 9.403,4 milioni*

Non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio 2011 *stock option* in base ai piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2011 (così come al 31 dicembre 2010) 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 2011, in base alle 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 – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 31,24% del capitale sociale), a Blackrock Inc. (con il 2,74% del capitale sociale, posseduto esclusivamente da parte di proprie controllate) e a Natixis SA (con il 2,66% del capitale sociale) – azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società.

Altre riserve - *Euro 9.382,3 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 n. 917/1986) rilevate 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 a 20,1 milioni di euro di altre riserve.

Riserve da valutazione di strumenti finanziari - *Euro 74,1 milioni*

Comprende la riserva da valutazione di strumenti finanziari disponibili alla vendita, positiva per 216,4 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale negativo per 3,0 milioni di euro), e la riserva da valutazione di strumenti finanziari derivati di *cash flow hedge*, negativa per 290,5 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo per 66,8 milioni di euro).

Di seguito viene riportata una tabella che evidenzia i movimenti nel corso degli esercizi 2010 e 2011.

Milioni di euro	Utili/(Perdite)			Imposte	Utili/(Perdite)			Imposte	Utili/(Perdite)
	lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio		lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio		lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio
	al 01.01.2010		al 31.12.2010		al 31.12.2010		al 31.12.2011		al 31.12.2011
Utili/(Perdite) da variazione di fair value della copertura dei flussi finanziari (quota efficace)	(195,7)	(103,5)	113,1	(3,1)	(189,2)	(145,2)	67,4	(23,6)	(290,6)
Utili/(Perdite) da variazione di fair value degli investimenti finanziari disponibili alla vendita	256,6	18,5	-	(0,3)	274,8	(59,1)	-	0,8	216,5
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	60,9	(85,0)	113,1	(3,4)	85,6	(204,3)	67,4	(22,8)	(74,1)

Utili e perdite accumulati - Euro 3.877,8 milioni

Nell'esercizio 2011 la voce ha presentato una variazione in aumento di 483,6 milioni di euro, per effetto di quota parte degli utili dell'esercizio precedente portati a nuovo, come da delibera dell'Assemblea degli Azionisti del 29 aprile 2011.

Utile dell'esercizio - Euro 1.526,6 milioni

L'utile dell'esercizio 2011, al netto dell'acconto sul dividendo 2011 di 0,10 euro per azione (per complessivi 940,3 milioni di euro) pagato a decorrere dal 24 novembre 2011, è pari a 1.526,6 milioni di euro e, rispetto al risultato dell'esercizio 2010 (pari a 2.176,2 milioni di euro), presenta un decremento di 649,6 milioni di euro, essenzialmente per i minori dividendi distribuiti dalle società del Gruppo e per i minori proventi netti da cessione di partecipazioni.

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 n. 292/1993	2.215,4	ABC	2.215,4
- riserve da valutazione di strumenti finanziari	(74,1)		
- 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	3.877,8	ABC	3.877,8
Totale	22.663,5		11.451,3
di cui quota distribuibile			11.448,4

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 relativi 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.

Si evidenzia che nei precedenti tre esercizi una parte della riserva disponibile denominata "Utili e perdite accumulati" è stata utilizzata per un importo pari a 309,3 milioni di euro,

per la distribuzione di dividendi a favore degli azionisti.

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 capitalizzazione che consenta un economico accesso a fonti esterne di finanziamento tese a supportare adeguatamente lo sviluppo dell'attività del Gruppo.

Passività non correnti

24. TFR e altri benefici ai dipendenti - Euro 350,2 milioni

La Società riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a Trattamento di Fine Rapporto di lavoro, Indennità per Mensilità Aggiuntive e Indennità Sostitutiva del Preavviso, Premi di Fedeltà, Previdenza Integrativa Aziendale, Assistenza Sanitaria, Sconto Energia (energia a tariffa ridotta) e Piani di incentivazione a lungo termine.

La voce accoglie gli accantonamenti destinati a coprire i benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine spettanti ai dipendenti in forza di legge o di contratto (306,1 milioni di euro) e i benefici successivi al rapporto di lavoro per pro-

grammi a benefici definiti (44,1 milioni di euro).

Tali obbligazioni, considerate "obbligazioni a benefici definiti", in linea con le previsioni dello IAS 19, sono state determinate sulla base del "metodo della proiezione unitaria del credito", con il quale la passività è calcolata in misura proporzionale al servizio già maturato alla data, rispetto a quello che presumibilmente potrebbe essere prestato in totale.

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 2011 e al 31 dicembre 2010.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010
Benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine		
Passività attuariale a inizio esercizio	312,9	328,1
Costo normale	9,6	4,7
Oneri finanziari	12,6	13,4
Erogazioni	(33,3)	(31,1)
Altre variazioni	0,1	(0,6)
(Utili)/Perdite attuariali del periodo non riconosciuti	(8,8)	(1,6)
Passività attuariale a fine esercizio	293,1	312,9
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	306,1	317,2
Benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti		
Passività attuariale a inizio esercizio	46,3	44,8
Costo normale	0,4	0,4
Oneri finanziari	1,9	1,9
Erogazioni	(3,3)	(3,5)
Riduzioni	(0,7)	-
Altre variazioni	(0,1)	1,7
(Utili)/Perdite attuariali del periodo non riconosciuti	(2,7)	1,0
Passività attuariale a fine esercizio	41,8	46,3
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	44,1	45,9
Riconciliazione del valore contabile		
Passività attuariale a fine esercizio	334,9	359,2
(Utili)/Perdite attuariali cumulati non riconosciuti	(15,2)	(3,8)
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	350,2	363,1

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2011, pari a 10,0 milioni di euro (5,1 milioni di euro nel 2010), 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 14,5 milioni di euro (15,3 milioni di euro nel 2010).

Nel corso dell'esercizio la passività relativa al piano a benefici definiti "sconto energia" è stata oggetto di riduzione (c.d. "curtailment"), limitatamente alla parte relativa ai

dipendenti in servizio che, a seguito di accordi sindacali, non beneficeranno più degli effetti di tale piano, sostituito con misure di sostegno e valorizzazione della previdenza complementare. La riduzione in esame, pari a 0,7 milioni di euro, rilevata a Conto economico nell'ambito della voce "Costo del personale", rappresenta la passività iscritta dalla Società negli anni precedenti, in proporzione alle prestazioni di lavoro rese dai dipendenti in tali periodi, per l'obbligazione allora esistente connessa ai consumi di energia successivi alla cessazione del rapporto di lavoro.

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

	2011	2010
Tasso di attualizzazione	4,70%	4,30%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,00%	2,00%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,00%	3,00%

Al 31 dicembre 2011 se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati di 1 punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più alta di 1,9 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 2011 se i tassi tendenziali

dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più bassa di 5,7 milioni di euro con un impatto positivo a Conto economico, in termini di costo normale e oneri finanziari, per complessivi 0,2 milioni di euro.

25. Fondi rischi e oneri - Euro 37,0 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	Rilevazione a Conto economico				Altri movimenti	Totale	
	Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi				
	al 31.12.2010					al 31.12.2011	
						di cui quota corrente	
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:							
- contenzioso legale	29,2	8,1	(1,6)	(2,9)	-	32,8	30,7
- altri	1,6	-	(0,3)	-	2,9	4,2	-
Totale	30,8	8,1	(1,9)	(2,9)	2,9	37,0	30,7
Fondo oneri per incentivi all'esodo	2,3	1,7	-	(4,0)	-	-	-
TOTALE	33,1	9,8	(1,9)	(6,9)	2,9	37,0	30,7

In particolare, si segnala:

> l'incremento del fondo contenzioso legale (3,6 milioni di euro), che riflette essenzialmente gli accantonamenti netti effettuati in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni per tener conto dell'aggiornamento di stima sulle posizioni sorte in esercizi precedenti, in parte compensati dagli utilizzi relativi alla definizione di alcuni contenziosi;

> l'incremento relativo alla stima degli oneri (2,9 milioni di euro) per il ripristino ambientale del sito (Parco Naturale Adamello - Brenta in Trentino Alto Adige) in cui insiste l'impianto idroelettrico di Santo Stefano;

> il decremento del fondo per incentivi all'esodo (2,3 milioni di euro), in nesso essenzialmente agli utilizzi effettuati nell'esercizio.

26. Passività finanziarie non correnti - Euro 2.575,0 milioni

Sono costituite dalla valutazione al *fair value* dei contratti derivati, per il cui commento si rimanda alla Nota 4.c.

27. Altre passività non correnti - Euro 41,1 milioni

Le "Altre passività non correnti", pari a 41,1 milioni di euro (40,5 milioni di euro al 31 dicembre 2010), sono riferite al debito verso le società del Gruppo, emerso nel corso del 2009, in seguito alla presentazione da parte di Enel SpA, in qualità di società consolidante, delle istanze di rimborso per le annualità 2004-2007, relative alle maggiori

imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale (10%) 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.

Passività correnti

28. Debiti commerciali - Euro 328,6 milioni

I "Debiti commerciali" accolgono prevalentemente i debiti per forniture di energia, nonché quelli relativi a prestazioni diverse per attività svolte nel corso dell'esercizio 2011, e sono costituiti da debiti verso terzi per 218,5 milioni di

euro (264,4 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e debiti verso società del Gruppo per 110,1 milioni di euro (85,6 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

I debiti commerciali verso imprese controllate al 31 dicembre 2011 sono di seguito dettagliati.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Imprese controllate:			
- Enel Produzione SpA	1,2	0,7	0,5
- Enel Distribuzione SpA	12,0	19,7	(7,7)
- Enel Ingegneria e Innovazione SpA	8,9	6,4	2,5
- Enel Servizio Elettrico SpA	2,2	1,5	0,7
- Enel Trade SpA	15,8	15,8	-
- Enel Green Power SpA	1,2	1,2	-
- Enel Servizi Srl	57,7	30,0	27,7
- Enel.Factor SpA	5,7	5,9	(0,2)
- Enelpower SpA	-	2,3	(2,3)
- altre	5,4	2,1	3,3
Totale	110,1	85,6	24,5

Nella seguente tabella sono riportati i debiti commerciali suddivisi per area geografica.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Fornitori:			
- Italia	255,1	270,8	(15,7)
- UE	15,1	25,1	(10,0)
- Extra UE	56,5	53,0	3,5
- altri	1,9	1,1	0,8
Totale	328,6	350,0	(21,4)

29. Passività finanziarie correnti - Euro 1.031,3 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 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Passività finanziarie differite	421,1	437,4	(16,3)
Contratti derivati	468,3	269,6	198,7
Altre partite	141,9	81,7	60,2
Totale	1.031,3	788,7	242,6

Le "Passività finanziarie differite" si riferiscono agli interessi passivi di competenza maturati sui debiti finanziari, mentre le "Altre partite" accolgono principalmente gli in-

teressi passivi maturati sia sui conti correnti intrattenuti con le società del Gruppo sia sul finanziamento in essere con Enel Finance International.

30. Altre passività correnti - Euro 753,7 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 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Debiti tributari	382,5	213,2	169,3
Debiti diversi verso società del Gruppo	284,2	331,9	(47,7)
Debiti verso il personale, associazioni ricreative e assistenziali	23,8	21,0	2,8
Debiti verso istituti di previdenza	9,1	8,2	0,9
Debiti verso clienti per depositi cauzionali e rimborsi	1,2	1,2	-
Altri	52,9	6,9	46,0
Totale	753,7	582,4	171,3

L'incremento dei "Debiti tributari", pari a 169,3 milioni di euro, è determinato essenzialmente dal maggior debito verso l'Erario per imposte Ires riferite alle società aderenti all'istituto del consolidato fiscale (176,5 milioni di euro), parzialmente compensato dal decremento dell'IVA di Gruppo da versare (7,8 milioni di euro).

Il decremento dei "Debiti diversi verso società del Gruppo", pari a 47,7 milioni di euro, è dovuto essenzialmente al decremento del debito verso le società aderenti al consolidato fiscale nazionale (72,9 milioni di euro), in parte compensato da maggiori debiti verso le so-

cietà aderenti all'IVA di Gruppo (26,3 milioni di euro). La voce "Altri", pari a 52,9 milioni di euro, presenta un incremento di 46,0 milioni di euro per la rilevazione del debito (47,2 milioni di euro) conseguente all'esercizio, entro il 31 dicembre 2011, della *bonus share* concessa nell'ambito dell'offerta globale di vendita di azioni di Enel Green Power. All'atto dell'effettiva assegnazione a titolo gratuito di dette azioni, prevista per i primi mesi del 2012, tale debito verrà interamente decrementato con contropartita il valore di carico della partecipazione detenuta in Enel Green Power.

31. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali e dalle disposizioni CONSOB emanate in materia.

Le operazioni intrattenute con società interamente controllate (direttamente o indirettamente) dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sono rappresentate principalmente dalla vendita di energia elettrica ai prezzi di mercato all'Acquirente Unico e dai corrispettivi di trasporto dell'energia verso Terna. Il corrispettivo per il trasporto viene determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

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 internet http://www.enel.com/it-IT/group/governance/principles/related_parts/) 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; essa ha sostituito, con effetto a fare data dal 1° gennaio 2011, il regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 19 dicembre 2006 in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate, le cui disposizioni hanno trovato applicazione fino al 31 dicembre 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 2011

Millioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			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	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 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	-	-

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2011		2011		2011	
Imprese controllate:						
- Enel Servizi 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
- 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
- GENGE SA	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	-	-
- Enelcuore 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.

Esercizio 2010

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2010		2010		2010	
Imprese controllate:						
- Enel Green Power Romania Srl ⁽¹⁾	0,2	-	-	-	-	-
- Carboex SA	0,1	-	-	-	-	0,1
- Concert Srl	0,1	-	-	-	-	-
- Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz SA	0,1	-	-	-	-	0,1
- Deval SpA	0,3	-	-	-	-	0,4
- Endesa Distribución Eléctrica SL	24,9	-	-	-	-	24,9
- Empresa Carbonífera del Sur SA	0,1	-	-	-	-	0,2
- Endesa SA	33,5	-	-	-	-	(2,8)
- Endesa Ingeniería SLU	0,2	-	-	-	-	0,2
- Endesa Ireland Ltd	0,6	-	-	-	-	0,6
- Enel Capital Srl	-	-	-	-	-	0,2
- Enel Distribuție Banat SA	2,2	-	-	-	-	0,8
- Enel Distribuție Dobrogea SA	1,4	-	-	-	-	0,6
- Enel Distribuție Muntenia SA	1,3	-	-	-	-	0,4
- Enel Distribuzione SpA	228,0	49,7	-	12,9	-	84,6
- Enel Energia SpA	84,0	15,7	-	-	-	32,7
- Enel Energie Muntenia SA	0,2	-	-	-	-	-
- Enel Energie SA	0,3	-	-	-	-	0,5
- Enel Energy Europe SL	3,7	0,5	-	-	-	0,2
- Enel Green Power France Sas ⁽²⁾	0,2	-	-	-	-	0,1
- Enel France Sas	1,2	-	-	-	-	1,2
- Enel Green Power International BV	1,2	-	-	-	-	-
- Enel Green Power SpA	58,7	24,8	-	1,2	-	21,3
- Enel Ingegneria e Innovazione SpA	12,9	7,4	-	4,6	-	3,5
- Enel Investment Holding BV	1,5	-	-	-	-	-
- Enel M@p Srl	-	0,7	-	-	-	-
- Enel Maritza East 3 AD	3,4	0,1	-	-	-	1,5
- Enel North America Inc.	0,7	1,7	-	1,5	-	(2,3)
- Enel OGK-5 OJSC	7,4	-	-	-	-	5,8
- Enel Produzione SpA	231,5	153,0	-	0,4	1,8	71,6
- Enel Romania Srl	5,8	-	-	-	-	2,3
- Enel Rus LLC	-	0,2	-	0,1	-	-
- Enel Service UK Ltd	-	-	-	(0,1)	-	-
- Enel Servicii Comune SA	2,8	-	-	-	-	1,0
- Enel Servizi Srl	30,7	53,3	-	55,8	-	8,8
- Enel Servizio Elettrico SpA	56,2	29,8	-	0,3	-	9,4
- Enel Sole Srl	6,1	0,2	-	-	-	2,8
- Enel Trade SpA	16,4	109,2	7,6	8,3	-	4,8
- Enel Finance International NV ⁽³⁾	-	-	-	-	-	0,1
- Enel Unión Fenosa Renovables SA	1,9	-	-	-	-	-
- Enel.Factor SpA	0,1	6,3	-	-	-	0,2
- Enel.NewHydro Srl	0,1	0,1	-	-	-	-
- Enel.si Srl	11,2	0,9	-	-	-	3,8
- Enelco SA	1,8	-	-	-	-	0,4

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2010		2010		2010	
Imprese controllate:						
- Enelpower SpA	1,5	4,2	-	-	-	-
- Endesa Energía SA	7,9	-	-	-	-	7,9
- Endesa Energía XXI SL	0,7	-	-	-	-	0,7
- Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	0,5	-	-	-	-	0,5
- Endesa Generación SA	7,9	-	-	-	-	7,9
- Gas y Electricidad Generación SAU	2,8	-	-	-	-	2,8
- Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	4,5	-	-	-	-	4,5
- Marcinelle Energie SA	0,4	-	-	-	-	0,2
- Maritza East III Power Holding BV	0,1	-	-	-	-	-
- Nuove Energie Srl	0,3	-	-	-	-	0,3
- Endesa Red SA	0,2	-	-	-	-	0,2
- RusenErgoSbyt LLC	0,1	-	-	-	-	0,1
- Endesa Servicios SL	0,4	-	-	-	-	0,4
- Slovenské elektrárne AS	22,0	0,2	-	-	-	10,3
- Sviluppo Nucleare Italia Srl	5,3	-	-	-	-	6,9
- Vallenergie SpA	0,1	-	-	-	-	0,1
- Wind Parks of Grammatikaki SA	0,3	-	-	-	-	-
- Enel Latin America	3,8	-	-	-	-	0,1
Totale	891,8	458,0	7,6	85,0	1,8	322,9
Altre parti correlate:						
- Acquirente Unico	67,2	-	-	-	346,5	-
- Booz & Company Italia	-	0,1	-	-	-	-
- GME	-	4,8	17,3	13,8	2,3	-
- GSE	0,9	0,7	-	(24,2)	-	-
- Poste Italiane	0,1	-	-	-	-	-
- Sipra	-	5,4	-	9,9	-	-
- Sogin	-	-	-	0,5	-	-
- Terna	0,2	0,1	-	-	0,2	-
Totale	68,4	11,1	17,3	-	349,0	-
TOTALE GENERALE	960,2	469,1	24,9	85,0	350,8	322,9

(1) Già Blu Line Impex Srl.

(2) Già Enel Erelis Sas.

(3) Già Enel Trading Rus NV.

Rapporti finanziari

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	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.

Esercizio 2010

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2010		2010			
Imprese controllate:						
- Concert Srl	0,9	-	0,3	-	-	-
- Deval SpA	11,1	-	-	-	0,2	-
- Elcogas SA	1,3	-	-	-	-	-
- Enel Distribuzione SpA	1.220,0	0,1	3.220,6	0,1	92,8	1.996,8
- Enel Energia SpA	673,1	-	851,6	-	15,4	-
- Enel Energy Europe SL	716,1	-	-	-	19,7	-
- Enel Green Power France Sas ⁽¹⁾	-	-	0,2	-	-	-
- Enel Finance International NV ⁽²⁾	401,6	2.902,5	21.214,4	886,2	82,7	-
- Enel Green Power Bulgaria EAD	0,1	-	-	-	0,1	-
- Enel Green Power Holding Sarl	-	-	-	0,1	-	-
- Enel Green Power International BV	-	0,1	-	-	-	-
- Enel Green Power Romania SpA	-	-	0,1	-	-	-
- Enel Green Power SpA	892,8	0,9	953,9	4,5	38,8	-
- Enel Ingegneria e Innovazione SpA	0,6	101,2	235,2	0,8	0,7	1,7
- Enel Investment Holding BV	833,9	310,5	324,2	21,7	37,4	-
- Enel Ireland Finance Ltd	-	-	-	0,5	-	-
- Enel Latin America BV	-	-	4,4	-	-	-
- Enel Longanesi Developments Srl	13,8	-	-	-	0,3	-
- Enel M@p Srl	5,1	-	10,0	-	0,1	-
- Enel North America Inc.	0,1	-	57,1	0,3	0,2	-
- Enel Produzione SpA	3.677,9	42,7	2.255,7	187,5	150,2	1.036,8
- Enel Servizi Srl	101,9	109,8	18,9	0,3	6,9	4,2
- Enel Servizio Elettrico SpA	4,9	1.213,6	1.561,5	3,9	5,0	-
- Enel Sole Srl	86,8	-	91,0	-	2,0	18,5
- Enel Stoccaggi Srl	-	1,2	-	-	-	-
- Enel Trade Hungary Kft	-	0,4	11,3	0,1	0,1	-
- Enel Trade Romania Srl	1,1	0,1	9,5	0,1	0,2	-
- Enel Trade SpA	455,4	44,2	935,2	150,8	198,2	286,7
- Enel Factor SpA	292,5	-	-	-	2,7	3,5
- Enel NewHydro Srl	29,0	-	6,0	-	0,4	-
- Enel Re Ltd	-	9,7	-	0,1	-	-
- Enel si Srl	2,9	0,2	9,6	1,9	16,4	-
- Enelpower SpA	-	48,9	8,3	1,5	1,4	-
- Enelpower UK Ltd	0,1	-	-	-	-	-
- Hydro Dolomiti Enel Srl	61,9	-	-	-	1,5	-
- Maritza East III Power Holding BV	-	0,1	-	-	-	-
- Nuove Energie Srl	20,6	-	85,1	-	0,4	-
- Enel Green Power Portoscuso Srl ⁽³⁾	0,4	-	-	-	-	-
- Pragma Energy SA	-	4,9	-	-	-	-
- SE Hydropower Srl	-	11,7	-	-	-	-
- Vallenergie SpA	24,7	-	10,9	-	0,6	-
Totale	9.530,6	4.802,8	31.875,0	1.260,4	674,4	3.348,2
Altre parti correlate:						
- Emittenti Titoli SpA	-	-	-	-	-	0,1
- Terna	-	-	-	-	-	20,5
Totale	-	-	-	-	-	20,6
TOTALE GENERALE	9.530,6	4.802,8	31.875,0	1.260,4	674,4	3.368,8

(1) Già Enel Erelis Sas.

(2) Già Enel Trading Rus NV.

(3) Già Portoscuso Energia Srl.

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 31.12.2011				al 31.12.2010		
Attività						
Attività finanziarie non correnti	2.080,3	608,6	29,3%	1.448,2	630,4	43,5%
Altre attività non correnti	262,1	219,4	83,7%	264,1	222,1	84,1%
Crediti commerciali	573,5	565,7	98,6%	542,0	532,8	98,3%
Attività finanziarie correnti	9.667,9	8.647,7	89,4%	9.692,9	8.900,2	91,8%
Altre attività correnti	244,2	181,0	74,1%	256,5	205,3	80,0%
Passività						
Finanziamenti a lungo termine	18.082,8	2.500,0	13,8%	22.325,8	2.797,2	12,5%
Passività finanziarie non correnti	2.575,0	844,3	32,8%	1.999,0	392,2	19,6%
Altre passività non correnti	41,1	41,1	100,0%	40,5	40,5	100,0%
Finanziamenti a breve termine	2.471,8	1.193,3	48,3%	1.842,1	1.496,1	81,2%
Debiti commerciali	328,6	119,9	36,5%	350,0	96,7	27,6%
Passività finanziarie correnti	1.031,3	442,0	42,9%	788,7	117,3	14,9%
Altre passività correnti	753,7	284,3	37,7%	582,4	331,9	57,0%

Incidenza sul risultato economico

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2011			2010		
Ricavi	761,8	737,3	96,8%	676,3	673,7	99,6%
Proventi netti da cessione di partecipazioni	-	-	-	731,4	(2,2)	-0,3%
Acquisti energia elettrica e materiali di consumo	360,8	20,8	5,8%	341,8	24,9	7,3%
Servizi e altri costi operativi	463,6	124,5	26,9%	406,8	82,8	20,4%
Proventi da partecipazioni	3.222,9	3.222,9	100,0%	3.368,8	3.368,8	100,0%
Proventi finanziari	2.826,3	1.351,7	47,8%	2.086,7	674,4	32,3%
Oneri finanziari	3.698,4	1.819,5	49,2%	3.219,2	1.260,4	39,2%

Incidenza sui flussi finanziari

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2011			2010		
Cash flow da attività operativa	2.477,4	460,8	18,6%	3.083,7	1.249,7	40,5%
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(7,5)	(44,8)	597,3%	2.411,0	(20,8)	-0,9%
Cash flow da attività di finanziamento	(2.754,9)	(364,8)	13,2%	(4.372,9)	(2.377,8)	54,4%

32. 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 assicurare 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 2011.

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) 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 che il ROACE si sono posizionati a un livello superiore rispetto a quello indicato nel *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 31.12.2010	Opzioni decadute fino al 31.12.2010	Opzioni decadute nel 2011	Opzioni esistenti al 31.12.2011
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 prevista 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 2011 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 2009, 2010 e 2011 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
Opzioni assegnate al 31 dicembre 2009	8.019.779 ⁽¹⁾
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2009	-
Opzioni decadute al 31 dicembre 2009	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2009	8.019.779 ⁽¹⁾
Opzioni decadute nel 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⁾
<i>Fair value</i> 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 ciascu-

na 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) 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 to-

tal 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 trien-

nio 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 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 2009 (pari al 100% del quantitativo base di RSU non decadute)	1.755.325
di cui esercitabili al 31 dicembre 2009	887.662
RSU decadute nel 2010	9.648
RSU esercitate nel 2010	472.588
Nuove RSU assegnate e divenute esercitabili in forza della "clausola di recuperabilità" (applicabile al primo 50% del quantitativo base di RSU)	77.950
Nuove RSU assegnate e divenute esercitabili con riferimento al residuo 50% del quantitativo base di RSU	176.667
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
Fair value alla data di assegnazione (euro)	3,16
Fair value al 31 dicembre 2011 (euro)	3,70
Scadenza <i>restricted share units</i>	Dicembre 2014

33. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Fideiussioni e garanzie prestate a:			
- terzi	516,6	622,0	(105,4)
- imprese controllate	37.073,2	31.875,0	5.198,2
- imprese collegate e altre	8,8	12,4	(3,6)
Totale	37.598,6	32.509,4	5.089,2
Altri impegni per acquisti di energia elettrica da terzi	-	343,9	(343,9)
TOTALE	37.598,6	32.853,3	4.745,3

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 500 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;
- > per 5 milioni di euro a una garanzia rilasciata a Terna per il "Servizio di Dispacciamento dell'energia elettrica" ai sensi della delibera 111/06;

Le fideiussioni rilasciate nell'interesse di società controllate si riferiscono:

- > per 17.025 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 2.660 milioni di euro a garanzie rilasciate a vari istituti bancari, tra cui la BEI (Banca Europea per gli Investimenti), per finanziamenti concessi da questi a Enel Distribuzione, Enel Produzione ed Enel Green Power SpA;
- > per 1.000 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura della *Revolving Credit Facility*;
- > per 1.524 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura del programma di *Credit Facility Agreement*;

- > per 1.441 milioni di euro a una garanzia rilasciata da Enel SpA all'Acquirente Unico, nell'interesse di Enel Servizio Elettrico SpA, per le obbligazioni assunte nell'ambito del contratto di acquisto di energia elettrica;
- > 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 1.149 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 e Nuove Energie;
- > per 1.050 milioni a garanzie a favore di Cassa Depositi e Prestiti emesse per conto di Enel Distribuzione, beneficiaria di un mutuo di 1.000 milioni;
- > 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 25 miliardi di euro;
- > per 361 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 209 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di Snam Rete Gas e nell'interesse di Enel Trade per "capacità di trasporto gas";
- > per 175 milioni di euro a controgaranzie rilasciate in favore delle banche che hanno garantito il Gestore dei Mercati Energetici nell'interesse di Enel Trade;
- > 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 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 35 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 30 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di RWE Supply & Trading Netherlands BV e nell'interesse di Enel Trade per "acquisti di energia elettrica";
 - > per 24 milioni di euro a garanzie rilasciate a favore di Dufferco Diversification e nell'interesse di Enel Investment Holding per "share purchase agreement", con riferimento all'operazione di acquisto di Marcinelle Energie;
 - > per 2.638 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 operazioni di cessione di crediti.

34. Passività e attività potenziali

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al *black-out* del 28 settembre 2003

In relazione al *black-out* del 28 settembre 2003, sono state presentate 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. In primo grado tali giudizi si sono conclusi per circa due terzi con sentenze a favore dei ricorrenti, mentre i giudizi di Tribunale che si sono pronunciati in sede di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione, motivando sia in relazione alla carenza di prova dei danni denunciati, sia riconoscendo l'estraneità della società all'evento. Le poche sentenze sfavorevoli a Enel Distribuzione sono state tutte impugnate davanti alla Corte di Cassazione, che si è sempre pronunciata a favore di Enel, confermando il primo orientamento già emesso con le ordinanze (nn. 17282, 17283 e 17284) del 23 luglio 2009, che, accogliendo i ricorsi e rigettando le domande dei clienti, ha escluso tassativamente la responsabilità di Enel Distribuzione.

Nel mese di maggio 2008 Enel ha notificato alla Compagnia assicuratrice (Cattolica) un atto di citazione volto ad accertare il diritto a ottenere, a norma di polizza, il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli. L'assicurazione Cattolica, nel costituirsi in giudizio, ha chiamato in causa vari riassicuratori, tra cui Enel.Re. Integrato il contraddittorio, Enel.Re ha riconosciuto fondata la pretesa di Enel SpA, mentre altre società riassicuratrici, tra cui la Zurigo, ne hanno contestato la pretesa. La causa ver-

rà chiamata dinanzi al Tribunale di Roma all'udienza del 24 gennaio 2013 per la precisazione delle conclusioni.

Molti dei giudizi del *black-out* sono tuttora pendenti nonostante l'intervenuto orientamento favorevole della Cassazione, in parte per la difficoltà delle cancellerie di taluni Tribunali di pubblicare le decisioni già assunte e in parte per il notevole carico di lavoro dei singoli uffici che rallenta la decisione dei giudici.

A novembre 2011 i giudizi pendenti risultano ridotti a circa 50.000 per effetto delle sentenze passate in giudicato nonché delle rinunce alle azioni da parte degli attori e/o riunioni di procedimenti, mentre il flusso di nuove azioni si è sostanzialmente interrotto a seguito del consolidamento degli orientamenti favorevoli a Enel sia dei giudici di appello sia della Cassazione.

Evoluzione delle indagini da parte della Procura di Milano e della Corte dei Conti su ex dirigenti

Nel febbraio 2003 la Procura della Repubblica di Milano avviò un procedimento a carico di ex Amministratori e dirigenti della società Enelpower nonché terzi, per vari illeciti compiuti in danno della società, consistenti, tra l'altro, nella percezione di pagamenti da parte di fornitori per l'aggiudicazione di talune commesse. Nel gennaio 2008

il Giudice per le indagini preliminari ha ammesso la costituzione di parte civile delle società Enel SpA, Enelpower SpA ed Enel Produzione SpA. Il 27 aprile 2009 il Giudice per le indagini preliminari ha pronunciato sentenza di patteggiamento per alcuni imputati, mentre i due ex Amministratori di Enel Produzione e di Enelpower nonché il dirigente di Enelpower sono stati rinviati a giudizio dinanzi al Tribunale di Milano. Apertosi il dibattimento nel gennaio del 2010, il giudice ha pronunciato, in data 20 aprile 2010, sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione nei confronti di alcuni imputati, tra cui gli ex Amministratori e dirigenti imputati per i reati di corruzione e appropriazione indebita. Il processo continuato nei confronti degli stessi imputati per il reato di associazione a delinquere si è concluso in primo grado il 20 settembre 2011, con sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione, ed Enelpower, Enel Produzione ed Enel SpA si stanno adoperando per recuperare in sede civile i danni cagionati dall'associazione per delinquere degli ex dirigenti.

In esito alla suddetta estinzione dei reati per prescrizione e alla sentenza delle Sezioni Unite della Corte di Cassazione del 19 dicembre 2009 n. 26806/09 – che ha dichiarato il difetto di giurisdizione della Corte dei Conti – le società Enel, Enelpower ed Enel Produzione hanno avviato, avanti ai Tribunali di Monza e di Udine, due azioni civili di risarcimento, in via extracontrattuale, del danno cagionato dalle medesime condotte illecite oggetto di accertamento nell'ambito del giudizio contabile e penale nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti Enel. Inoltre, Enel Produzione ed Enelpower hanno promosso azioni revocatorie nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti, ottenendo l'inefficacia di alcuni atti di dismissione di cespiti. A seguito di tali procedimenti è stato sottoscritto con l'ex Amministratore di Enel Produzione un accordo transattivo in data 25 maggio 2011, in virtù del quale Enel ha ottenuto a titolo di risarcimento danni, anche nell'interesse delle altre società del Gruppo coinvolte, la complessiva somma di 2 milioni di euro e la rinuncia da parte dell'ex Amministratore alla pretesa di ottenere il pagamento del controvalore delle *stock option* per cui pendeva giudizio dinanzi al Giudice del Lavoro, per un importo di oltre 4 milioni di euro. Le società del Gruppo Enel per effetto dell'accordo hanno revocato, nei soli confronti dell'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione, la costituzione di parte civile nel procedimento penale menzionato precedentemente e hanno rinunciato alle azioni revocatorie ed esecutive avviate nei suoi confronti.

Infine, con riferimento alla costituzione di Enelpower nel giudizio in sede di appello per riciclaggio a carico dell'ex Amministratore Delegato e dell'ex dirigente di Enelpower dinanzi alle autorità giudiziarie svizzere, con sentenza notificata l'8 novembre 2011 la Corte di diritto penale del Tribunale Federale svizzero, per quanto riguarda le pretese formulate dalle parti civili, ha confermato la decisione del Tribunale Penale Federale di Bellinzona, rilevando che essendo le stesse già costituite in Italia per il medesimo danno, è preclusa la possibilità di pretendere il risarcimento in Svizzera. Enelpower si sta adoperando per richiedere una revisione di tale sentenza. Sempre in Svizzera, Enelpower ha ottenuto il sequestro conservativo delle somme depositate su conti correnti svizzeri dei suddetti indagati.

Contenzioso BEG

Tale contenzioso ha un doppio binario, uno in Italia e l'altro in Albania. Per quanto riguarda il filone italiano, con sentenza del 20 ottobre 2010 la Corte di Cassazione italiana ha confermato la decisione della Corte d'Appello di Roma del 7 aprile 2009, che aveva rigettato integralmente l'impugnativa proposta da BEG avverso il lodo arbitrale del 6 dicembre 2002 a lei sfavorevole. La suddetta pronuncia della Corte di Cassazione riguarda la nota vicenda relativa al giudizio promosso dinanzi alla Camera Arbitrale di Roma da BEG SpA, nel novembre 2000, nei confronti di Enelpower, in relazione al presunto inadempimento di un contratto di collaborazione per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania, retto dalla legge italiana. In particolare, BEG chiese la condanna di Enelpower al risarcimento di danni per circa 120 milioni di euro; il collegio arbitrale decise che nessun inadempimento vi è stato da parte di Enelpower.

In Albania, con sentenza del 7 marzo 2011 pronunciata in Camera di Consiglio, la Corte di Cassazione albanese ha rigettato l'impugnativa proposta da Enelpower ed Enel SpA avverso la sentenza della Corte d'Appello albanese che, in data 28 aprile 2010, confermando la decisione di primo grado del Tribunale di Tirana, aveva attribuito ad Albania BEG Ambient (controllata da BEG) un risarcimento per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e un risarcimento, sempre per asserita responsabilità extracontrattuale, per gli anni successivi non quantificato. Albania BEG Ambient, con lettera del 26 aprile 2011,

richiamando le sentenze albanesi di cui sopra, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro.

A tale richiesta Enelpower ed Enel SpA hanno replicato, rispettivamente in data 28 e 29 aprile 2011, contestando radicalmente la legittimità della pretesa sia nell'*an* sia nel *quantum* e hanno promosso, avanti la Corte di Cassazione albanese, istanza di revocazione avverso la decisione di primo grado del Tribunale di Tirana, per contrasto con il giudicato formatosi a seguito della sentenza della Corte di Cassazione italiana. In sede di revocazione la Corte di Cassazione albanese, con sentenza del 17 giugno 2011, comunicata il 7 luglio, ha confermato la pronuncia di primo grado. Enel ed Enelpower hanno quindi presentato ricorso alla Corte Europea dei Diritti dell'Uomo contro la Repubblica di Albania per violazione del diritto all'equo processo e del principio di legalità, volto a ottenere la condanna della Repubblica di Albania alla riparazione nella forma della *restitutio in integrum* e al risarcimento dei danni patrimoniali e non patrimoniali subiti da Enel ed

Enelpower anche in relazione alle somme che dovessero eventualmente essere costrette a corrispondere in forza della sentenza della Corte Suprema della Repubblica di Albania del 7 marzo 2011.

Inoltre, in Italia prosegue il giudizio intrapreso da Enelpower ed Enel SpA nei confronti di BEG SpA 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 il 6 dicembre 2002, facendo agire la controllata Albam, in Albania, contro Enelpower ed Enel. Con tale azione, Enelpower ed Enel chiedono la condanna di BEG a risarcire il danno arrecato a Enelpower (a titolo contrattuale ed extracontrattuale) e a Enel (a titolo extracontrattuale) in misura pari alla somma che l'una e/o l'altra potrebbero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient in caso di esecuzione delle sentenze rese dalla giurisdizione albanese. La prossima udienza è fissata al 22 marzo 2012.

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

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 281 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*.

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 6 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 6 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 6 mesi a 1,339%, il tasso nominale annuo della prima cedola in pagamento il 20 agosto 2012 risulta 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 & Poor's: "A-"), saranno ammesse alla negoziazione sul MOT, che garantisce un alto grado di liquidità, facilitando le negoziazioni sul mercato secondario.

Aggiornamento del *rating* di 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 attuando 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.

36. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2011 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	<i>di cui:</i>	
	Reconta Ernst & Young SpA	0,4
	Entità della rete di E&Y	-
Servizi di attestazione	<i>di cui:</i>	
	Reconta Ernst & Young SpA	0,4
	Entità della rete di E&Y	-
Totale		0,8
Società controllate da Enel SpA		
Revisione contabile	<i>di cui:</i>	
	Reconta Ernst & Young SpA	1,8
	Entità della rete di E&Y	5,4
Servizi di attestazione	<i>di cui:</i>	
	Reconta Ernst & Young SpA	0,2
	Entità della rete di E&Y	1,4
Totale		8,8
TOTALE		9,6



Corporate governance

PAGINA BIANCA

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 principi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate promosso da Borsa Italiana, pubblicato nel marzo 2006 ⁽¹⁾ (nel prosieguo, per brevità, il "Codice di Autodisciplina"), e alle modifiche in materia di remunerazione degli Amministratori apportate all'art. 7 del Codice stesso nel marzo 2010 ⁽²⁾. 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 2011 è stata pubblicata una nuova edizione del Codice di Autodisciplina, che

apporta alcune rilevanti modifiche e integrazioni alla edizione del marzo 2006. Coerentemente con la disciplina transitoria che caratterizza tale nuova edizione, Enel provvederà a recepire nel corso del 2012 le nuove raccomandazioni in essa contenute, dandone informativa con la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari che sarà pubblicata nel 2013.

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 2011 (e ancora alla data della presente relazione) il capitale sociale di Enel ammontava a euro 9.403.357.795, suddiviso in al-

trettante azioni ordinarie da nominali euro 1 ciascuna.

Dal mese di novembre 1999 le azioni della Società risultano quotate presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana.

(1) Disponibile sul sito internet di Borsa Italiana all'indirizzo:

http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/ufficio-stampa/comunicati-stampa/2006/codiceautodisciplina_pdf.htm

(2) Pubblicate parimenti sul sito internet di Borsa Italiana all'indirizzo:

http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/regolamenti/corporategovernance/corpgovart7_pdf.htm

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 nessun soggetto – a eccezione 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 2,74% del capitale sociale a titolo di gestione del risparmio – risulta partecipare al capitale di Enel in misura superiore al 2%, 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 alla fine del 2011 anche Natixis SA, in base alle risultanze del libro dei soci di Enel, risultava in possesso di una partecipazione pari al 2,66% del capitale sociale, che risulta essersi ridotta al di sotto della soglia del 2% nel corso del mese di gennaio 2012.

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, secondo quanto disposto 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'oggetto 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 articoli 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 principi 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 principi 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 (ancora in corso di conversione in legge alla data della presente relazione) 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 decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri sono individuati le reti e gli impianti, i beni e i rapporti di rilevanza

strategica per il settore dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni. Tali decreti formano oggetto di aggiornamento almeno ogni tre anni.

È quindi previsto che qualsiasi delibera, atto od operazione, adottata 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 (ovvero al Ministero dell'Economia e delle Finanze, ove si tratti di società da quest'ultimo partecipate) 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 di minaccia effettiva 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, ogniquale volta 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 (ovvero al Ministero dell'Economia e delle Finanze, ove si tratti di società da quest'ultimo partecipate). Qualora tale acquisto comporti una minaccia effettiva di grave pregiudizio per gli interessi pubblici relativi alla sicurezza e al funzionamento delle reti e degli impianti e alla continuità degli approvvigionamenti, 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; 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 principi 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 essi 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.

Ove il decreto legge n. 21/2012 dovesse essere convertito in legge secondo l'attuale formulazione, a decorrere dalla data di entrata in vigore del primo dei decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri che individua gli attivi strategici sarebbe 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 cesserebbe automaticamente di avere efficacia.

Sempre in base alle previsioni del decreto legge n. 21/2012, rimarrebbe 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 (re-

lativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) intervenuta 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 continua ad auspicare che lo statuto delle società con azioni quotate possa contemplare 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.D.I.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 modificazioni 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 risultano indicate in statuto tre deleghe al Consiglio di Amministrazione ad aumentare il capitale sociale a servizio di altrettanti piani di *stock option* rivolti alla dirigenza della Società e del Gruppo, con conseguente esclusione del diritto di opzione dei soci.

Due di tali deleghe riguardano, peraltro, piani di *stock option* (relativi agli anni 2006 e 2007) per i quali il Consiglio di Amministrazione ha accertato il mancato raggiungimento degli obiettivi cui era subordinato l'esercizio delle opzioni, con conseguente caducazione di queste ultime e degli aumenti di capitale a servizio delle medesime.

L'unica delega tuttora efficace è quella con cui, 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 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 2011.

Si segnala, per completezza, che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi alla fine del 2011 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i piani precedenti a quelli sopra indicati era 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 *syndicated 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 2011, a seguito dei rimborsi effettuati, l'importo residuo del *Credit Agreement* (comprensivo degli ulteriori 8 miliardi di euro sopra indicati) risulta pari a 3,9 miliardi 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.

Il contratto attualmente in vigore, al pari di quello estinto, 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) La linea di credito *revolving* stipulata con UniCredit

Nel mese di dicembre 2010, 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.

D) Il finanziamento BEI a Enel Produzione

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, 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.

E) I finanziamenti BEI a Enel Distribuzione

Nel mese di dicembre 2003, al fine di sviluppare il piano di installazione dei contatori digitali, la controllata Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la BEI un contratto di finanziamento per un importo di 500 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2018.

Successivamente, nel mese di novembre 2006, al fine di sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di sua proprietà, la stessa Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la BEI un ulteriore contratto di finanziamento per un importo di 600 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2026.

A entrambi i contratti in questione accede un contratto di garanzia stipulato tra la BEI ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante dei finanziamenti sopra indicati, 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 gli indicati finanziamenti erogati a Enel Distribuzione SpA.

F) Il finanziamento Cassa Depositi e Prestiti a 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 riconosciuto a coloro che attualmente ricoprono, rispettivamente, la carica di presidente e di Amministratore Delegato (nonché di Direttore Generale) di Enel prevede forme di indennità in caso di scioglimento anticipato del rapporto a seguito di dimissioni o di licenziamento senza giusta causa.

Per una puntuale descrizione della disciplina di tali indennità si fa riferimento a quanto indicato nel paragrafo 1.2.9 della prima sezione della Relazione sulla remunerazione approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni, in data 5 aprile 2012 e disponibile presso la sede sociale, nonché sul sito internet della Società e su quello di Borsa Italiana.

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 (i) a vigilare circa l'osservanza della legge e dello statuto, nonché sul rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali, (ii) a vigilare sul processo di informativa finanziaria, nonché sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno

- e del sistema amministrativo-contabile della Società, (iii) a vigilare sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti e, infine, (iv) a verificare le 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 all'albo CONSOB, appositamente 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. 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 maggio 2011):

- > definisce il sistema di *corporate governance* della Società e del Gruppo;
- > provvede alla costituzione al proprio interno di appositi comitati, 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 dalla legge, 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, una costante ed esauriente informativa dall'Amministratore Delegato

circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, consultata 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;

- > determina, in base alle proposte formulate dall'apposito comitato e sentito il Collegio Sindacale, la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche: determina inoltre la remunerazione da riconoscere ai componenti dei comitati interni al Consiglio;
- > definisce, sulla base delle analisi e delle proposte formulate dall'apposito comitato, la politica per la remunerazione degli Amministratori della Società e dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo e delibera in merito all'adozione dei piani di incentivazione indirizzati alla generalità del *management*;
- > sulla base delle informazioni ricevute, valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società e del Gruppo; delibera sulle mo-

- difiche dell'assetto organizzativo generale proposte dall'Amministratore Delegato;
- > definisce la struttura societaria del Gruppo, verificandone l'adeguatezza;
 - > esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo. 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 pluriennale del Gruppo (che recepiscono i *budget* annuali e i piani pluriennali predisposti dalle varie società del Gruppo);
 - degli accordi di carattere strategico; determinando 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 l'assunzione di finanziamenti di valore superiore a 50 milioni di euro nonché l'erogazione di finanziamenti e il rilascio di garanzie in favore di terzi di importo superiore a 25 milioni di euro) sono preventivamente approvate – se di competenza della Società – ovvero valutate – se relative a 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 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;
- > 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 con regolamento, e in

base alle modifiche statutarie che verranno conseguentemente sottoposte all'Assemblea della Società chiamata ad approvare il bilancio 2011 – 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 l'introduzione di un meccanismo di "scorimento" 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 su quello di Borsa Italiana, nonché 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 e su quello di Borsa Italiana.

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 (in base alle segnalate modifiche statutarie che verranno sottoposte all'Assemblea della Società chiamata ad approvare il bilancio 2011); 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 (in base alle segnalate modifiche statutarie che verranno sottoposte all'Assemblea della Società chiamata ad approvare il bilancio 2011) 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.

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto (da ultimo nel mese di maggio 2011) di soprassedere alla costituzione al proprio interno di un apposito comitato per le proposte di nomina, non essendosi finora riscontrate situazioni di difficoltà da parte degli azionisti nel predisporre adeguate candidature, tali da consentire una composizione del Consiglio di Amministrazione rispettosa di quanto stabilito dalla legge e allineata a quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina.

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 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, 51 anni, Presidente (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- > Fulvio Conti, 64 anni, Amministratore Delegato e Direttore Generale (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- > Alessandro Banchi, 65 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- > Lorenzo Codogno, 52 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- > Mauro Miccio, 56 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- > Fernando Napolitano, 47 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- > Pedro Solbes Mira, 69 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- > Angelo Taraborrelli, 63 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- > Gianfranco Tosi, 64 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 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.

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 2011, 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 5 aprile 2012 e disponibile presso la sede sociale, nonché sul sito internet della Società e su quello di Borsa Italiana.

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 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 e di aggiornamento nel mese di agosto 2011) 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.

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 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 gennaio 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 2011 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 16 riunioni, durate in media circa 3 ore 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 2012, sono state programmate 13 adunanze consiliari, di cui 4 già tenute.

Le attività del Consiglio di Amministrazione vengono coordinate dal Presidente, che svolge un ruolo di impulso e di vigilanza sul funzionamento di tale organo. In particolare, il Presidente convoca le riunioni consiliari, ne fissa l'ordine del giorno e guida il relativo svolgimento, assicurandosi che ai Consiglieri siano tempestivamente fornite – fatti salvi i casi di necessità e urgenza – la documentazione e le informazioni necessarie affinché il Consiglio possa esprimersi consapevolmente sulle materie sottoposte al suo esame. Egli 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 maggio 2011 – 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 sovrintendere alle attività di *internal auditing* d'accordo con l'Amministratore Delegato, restando la relativa funzione aziendale alle dipendenze di quest'ultimo. A tale riguardo è comunque previsto che le decisioni in merito alla nomina e alla revoca del responsabile e della prima linea dirigenziale di tale funzione aziendale vengano assunte dal Presidente e dall'Amministratore Delegato congiuntamente. 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 2011 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 2012 – 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 avvenuta nel corso di interviste individuali svolte da parte della società di consulenza, ha inteso rappresentare un bilancio del funzionamento del Consiglio di Amministrazione nel corso dei primi mesi successivi al suo insediamento e si è concentrata, come di consueto, sui profili più qualificanti concernenti il Consiglio stesso, quali: (i) la struttura, la composizione, il ruolo e le responsabilità di tale organo; (ii) lo svolgimento delle riunioni consiliari, i relativi flussi informativi e i processi decisionali adottati; (iii) la composizione e il funzionamento dei comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione; (iv) la valutazione circa 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 2011 si segnalano, anzitutto, l'impegno condiviso a raggiungere celermente la massima coesione tra tutti i Consiglieri, in modo da favorire la creazione del clima di collaborazione e dello spirito di squadra che hanno caratterizzato il precedente Consiglio di Amministrazione, secondo quanto emerso in occasione della precedente *board review*; i flussi informativi su cui si basa il processo deliberativo, che sono percepiti dai Consiglieri come completi, efficaci e generalmente tempestivi; 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 formano oggetto di una valutazione assai positiva da parte degli altri Consiglieri, i quali hanno manifestato inoltre 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 espressa un'ampia condivisione in merito all'adeguatezza della relativa composizione, al loro ruolo e all'efficacia dell'attività svolta, nonché al supporto ricevuto dalle strutture aziendali dedicate. Il quadro complessivo sopra delineato fa ritenere – 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 operino 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 la presenza all'interno della compagine consiliare di uno o più componenti non esecutivi dotati di competenza nel *business* dell'energia ed esperienza nello scenario internazionale, anche per rafforzare il profilo multinazionale del Gruppo, è stato osservato come tale istanza sia stata soddisfatta in occasione del rinnovo del Consiglio di Amministrazione intervenuto nel mese di aprile 2011; è stato altresì constatato come sia stato dato seguito al suggerimento – parimenti emerso dalla precedente *board review* – di dedicare maggiore spazio nel corso delle adunanze consiliari alla comprensione del *business* e delle aree a rischio legate alla internazionalizzazione del Gruppo.

Facendo seguito a un'iniziativa introdotta all'esito della prima *board review* (condotta nel 2004), è stato organizzato anche nel corso del 2011 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 sottolineare all'esito della *board review* la particolare utilità di tale strumento formativo.

Tra le limitate aree di miglioramento evidenziate da taluni Consiglieri, è stata sottolineata l'opportunità, per un verso, 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 e, per altro verso, di accelerare per quanto possibile la consegna dei documenti stessi ai Consiglieri, che è ritenuta comunque in linea generale tempestiva; è stata inoltre rimarcata l'esigenza di raggiungere un giusto equilibrio da parte del Consiglio di Amministrazione tra l'attenzione che deve essere riservata all'esame delle strategie aziendali e il tempo da dedicare alle tematiche di governo societario, alla luce di un panorama normativo sempre più articolato in tale ultimo ambito.

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 maggio 2011 dal Consiglio di Amministrazione in carica alla data della presente relazione, fatta eccezione per il Presidente e l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, gli altri 7 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. Il numero, la competenza, l'autorevolezza e la disponibilità di tempo degli Amministratori non esecutivi risultano quindi tali da garantire che il loro giudizio possa avere un peso significativo nell'assunzione delle decisioni consiliari. Gli Amministratori non esecutivi apportano le loro speci-

fiche 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, subito dopo la nomina (maggio 2011) e, quindi, nel mese di gennaio 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, 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 delle menzionate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi del maggio 2011 e del gennaio 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 al Consigliere Gianfranco

Tosi, avendo ritenuto che l'indipendenza di quest'ultimo possa essere valutata, in modo più appropriato, tenendo conto dell'autonomia di giudizio mostrata dall'interessato rispetto alla Società, ai relativi Amministratori esecutivi nonché all'azionista di riferimento Ministero dell'Economia e delle Finanze che lo ha candidato, piuttosto che avendo riguardo al criterio meramente temporale dell'avere ricoperto l'incarico di Amministratore di 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 delle citate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi del maggio 2011 e del gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha preso atto della insussistenza di rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale intercorrenti ovvero intercorsi nell'esercizio precedente, direttamente o indirettamente, tra gli indicati Amministratori qualificati come indipendenti e la Società ovvero soggetti legati a quest'ultima.

In occasione delle valutazioni effettuate nei mesi di maggio 2011 e gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha avuto modo di accertare in capo ai cinque Amministratori non esecutivi sopra indicati — vale a dire Alessandro Banchi, Mauro Miccio, 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 dei mesi di maggio 2011 e febbraio 2012, 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 Cod-

ice di Autodisciplina, seguendo a tal fine una procedura di accertamento 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 2011; in tale occasione essi hanno avuto modo di procedere a uno scambio di valutazioni sulle modalità di funzionamento del Consiglio di Amministrazione e hanno attribuito al Consigliere Mauro Miccio il ruolo di coordinatore in vista dello svolgimento delle prossime riunioni loro riservate.

Fin dal mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha infine verificato l'assenza dei presupposti che, in base al Codice di Autodisciplina, richiedono la 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.

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, dotati di funzioni consultive e propositive e incaricati di trattare tematiche delicate e fonte di possibili conflitti di interesse.

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 e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti dei comitati stessi. Il Consiglio di Amministrazione ha approvato nel mese di dicembre 2006 appositi regolamenti organizzativi (il cui testo è stato modificato e integrato nel mese di giugno

2011) che disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento del Comitato per le remunerazioni e del Comitato per il controllo interno.

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, 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, appositamente invitati dal 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 per il controllo interno prende parte, di regola, il preposto al controllo interno; alle riunioni di tale ultimo comitato possono infine partecipare il Presidente del Consiglio di Amministrazione e l'Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno, i quali hanno inteso esercitare tale facoltà solo a seguito di espresso invito rivolto nei loro riguardi dal presidente del Comitato per il controllo interno ovvero ove abbiano ritenuto di potere fornire opportuni approfondimenti su specifici argomenti all'ordine del giorno.

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 apposito regolamento approvato nel mese di marzo 2010, ha istituito al proprio interno un nuovo comitato; quest'ultimo è 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, 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.

I regolamenti organizzativi del Comitato parti correlate e del Comitato per la *corporate governance* disciplinano le relative modalità di funzionamento secondo principi sostanzialmente analoghi a quelli contenuti nei regolamenti organizzativi del Comitato per le remunerazioni e del Comitato per il controllo interno.

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 di tale Comitato in cui vengono formulate proposte al Consiglio di Amministrazione relative alla propria remunerazione, 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 emendati e integrati dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2011, in attuazione delle modifiche apportate all'art. 7 del Codice di Autodisciplina):

- > 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 per la 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 adeguate, 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 2011 il Comitato per le remunerazioni è risultato composto dai Consiglieri Augusto Fantozzi (con funzioni di presidente), Giulio Ballio e Fernando Napolitano, nel periodo compreso tra gennaio e aprile, mentre, a decorrere dal mese di maggio e fino alla fine dell'anno, ne hanno fatto parte i Consiglieri Fernando Napolitano (con funzioni di presidente), Alessandro Banchi e Pedro Solbes Mira. Il Con-

siglio di Amministrazione ha riconosciuto in capo a tutti e tre gli Amministratori da ultimo indicati il requisito di un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria. Sempre nel corso del 2011 il Comitato per le remunerazioni ha tenuto 8 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 1 ora e 30 minuti ciascuna, e ha fatto ricorso a consulenti esterni indipendenti, a spese della Società.

Nel corso del 2011 il Comitato per le remunerazioni ha avviato la elaborazione delle linee guida della politica per la remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche, definite in dettaglio nei primi mesi del 2012, in modo da consentire al Consiglio di Amministrazione di approvare tale politica in data 5 aprile 2012. Il Comitato per le remunerazioni – oltre a elaborare i contenuti del piano di incentivazione a lungo termine relativo all'esercizio 2011 e a effettuare una generale ricognizione dell'andamento dei piani di incentivazione in essere – si è altresì occupato di definire il trattamento normativo e retributivo da riconoscere al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale per il mandato 2011-2013; a tale riguardo, il comitato si è interessato anche 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 (oltre a verificare il raggiungimento degli obiettivi del precedente esercizio). Il comitato ha infine formulato al Consiglio di Amministrazione le proposte circa i compensi da riconoscere ai componenti dei vari comitati, e ha monitorato l'evoluzione del quadro normativo nazionale in materia di remunerazione degli Amministratori e dell'alta dirigenza delle società con azioni quotate, alla luce del processo di recepimento delle raccomandazioni comunitarie del 2004 e del 2009 sul tema.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione, con funzioni istruttorie, nelle valutazioni e decisioni relative al sistema di controllo interno, alla approvazione dei bilanci e della relazione finanziaria semestrale e, nei limiti delle competenze consiliari, ai rapporti tra la Società e il revisore esterno.

In particolare, al Comitato per il controllo interno sono attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo definiti dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2011):

- > assistere il Consiglio di Amministrazione nell'espletamento dei compiti a quest'ultimo demandati in materia di controllo interno dal Codice di Autodisciplina;
- > valutare, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e ai revisori, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato;
- > esprimere pareri, su richiesta dell'Amministratore esecutivo all'uopo incaricato, su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;
- > esaminare il piano di lavoro preparato dal preposto al controllo interno, nonché le relazioni periodiche da costui predisposte;
- > valutare i risultati esposti nella relazione della Società di revisione legale dei conti e nella eventuale lettera di suggerimenti;
- > svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione, con particolare riferimento alla valutazione dell'adeguatezza dell'impegno dedicato ai temi della responsabilità sociale d'impresa, nonché della completezza e trasparenza dell'informativa fornita al riguardo attraverso il bilancio di sostenibilità (attribuzione, quest'ultima, riconosciuta al comitato a partire dal mese di febbraio 2010);
- > riferire al Consiglio di Amministrazione, con cadenza almeno semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno.

Nel corso del 2011 il Comitato per il controllo interno è risultato composto dai Consiglieri Gianfranco Tosi (con funzioni di presidente), Lorenzo Codogno (cui il Consiglio di Amministrazione aveva a suo tempo riconosciuto il requisito di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria), Renzo Costi e Alessandro Luciano, nel periodo compreso tra gennaio e aprile, mentre, a decorrere dal mese di maggio e fino alla fine dell'anno, ne hanno fatto parte i Consiglieri Gianfranco Tosi (sempre con funzioni di presidente), Lorenzo Codogno (cui il Consiglio di Amministrazione ha confermato il requisito di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria), Mauro Miccio e Angelo Taraborrelli.

Sempre nel corso del 2011 il Comitato per il controllo interno ha tenuto 13 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 2011 l'attività del Comitato per il controllo interno si è concentrata anzitutto sulla valutazione del piano

di lavoro elaborato dal preposto al controllo interno e dei risultati delle azioni di *audit* svolte nel corso dell'anno precedente, nonché sull'esame di un aggiornamento predisposto dalla funzione *Audit* della Società circa l'identificazione dei principali rischi inerenti al Gruppo (c.d. "*risk assessment*"); 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 2011 il comitato ha inoltre espresso parere favorevole, per quanto di propria competenza, circa l'affidamento di alcuni specifici incarichi aggiuntivi a entità appartenenti al *network* del revisore principale di Gruppo (in applicazione dell'apposita procedura, adottata nel corso del 2009, circa l'assegnazione di incarichi alle Società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo) e ha esaminato gli effetti delle novità legislative e dei nuovi *standard* contabili internazionali sul bilancio consolidato 2010 e sulla relazione finanziaria semestrale 2011 del Gruppo Enel. Il comitato ha altresì esercitato nel 2011 la propria supervisione circa l'elaborazione del bilancio di sostenibilità ed è stato aggiornato circa le principali attività svolte dal Gruppo in materia di responsabilità sociale d'impresa, ha valutato le segnalazioni pervenute nel corso dell'esercizio precedente in base alle previsioni del Codice Etico, ha esaminato le osservazioni formulate dalla Corte dei Conti nella relazione sulla gestione finanziaria di Enel per l'esercizio 2009 e ha valutato le considerazioni predisposte al riguardo dalle competenti funzioni aziendali, monitorando inoltre l'osservanza del modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231 dell'8 giugno 2001 (e occupandosi anche dell'aggiornamento del modello stesso). 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 (e rispondente ai requisiti in-

dicati dalla CONSOB con apposito regolamento approvato nel mese di marzo 2010), le cui disposizioni sono divenute efficaci a fare data dal mese di gennaio 2011.

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 in cui l'individuazione di una parte correlata risulti controversa, che siano stati a esso sottoposti da parte dell'*advisory board* istituito ai sensi della medesima procedura.

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 2011 il Comitato parti correlate è risultato composto dai Consiglieri Augusto Fantozzi (con funzioni di presidente), Giulio Ballio e Renzo Costi, nel periodo compreso tra gennaio e aprile; mentre, a decorrere dal mese di maggio e fino alla fine dell'anno, ne hanno fatto parte i Consiglieri Alessandro Banchi (con funzioni di presidente), Pedro Solbes Mira, Angelo Taraborrelli e Gianfranco Tosi. Sempre nel corso del 2011 il Comitato parti correlate ha tenuto 2 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 1 ora e 15 minuti ciascuna.

Nel corso del 2011 il Comitato parti correlate ha provveduto a esprimere parere favorevole in merito alla proposta formulata dal Comitato per le remunerazioni circa il trattamento normativo e retributivo da riconoscere al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale per il mandato 2011-2013, prima che tale proposta venisse esaminata da parte del Consiglio di Amministrazione e fosse

quindi sottoposta al parere del Collegio Sindacale. Il comitato ha inoltre effettuato un'attenta disamina dei contenuti del regolamento CONSOB e dell'apposita procedura aziendale per la disciplina delle operazioni con parti correlate, al fine di verificare i termini e le modalità di applicazione di tali documenti alla luce della concreta operatività aziendale.

Comitato per la *corporate governance*

Il Comitato per la *corporate governance* è composto da almeno tre Amministratori, in maggioranza non esecutivi, di cui almeno uno in possesso dei requisiti di indipendenza, 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 a quanto indicato dal proprio regolamento organizzativo, il Comitato per 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 *corporate governance* della Società e del Gruppo. In tale ambito, al comitato in questione sono attribuiti in particolare i seguenti compiti:

- > 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;
- > istruire 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;
- > esaminare preventivamente la relazione annuale sul governo societario da inserire nella documentazione di bilancio;
- > svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione.

Nel corso del 2011 il Comitato per la *corporate governance* è risultato composto dai Consiglieri Paolo Andrea Colombo (con funzioni di presidente), Lorenzo Codogno, Mauro Miccio e Fernando Napolitano.

Sempre nel corso del 2011 il Comitato per la *corporate governance* ha tenuto 5 riunioni a decorrere dal momento della sua costituzione (intervenuta nel mese di maggio), caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 1 ora e 15 minuti ciascuna, e ha fatto ricorso a consulenti esterni, a spese della Società.

Nel corso del 2011 il Comitato per la *corporate governance* ha anzitutto effettuato un'attenta verifica del livello e delle modalità di recepimento in ambito Enel delle raccomandazioni contenute nel Codice di Autodisciplina, al fine di assicurare il permanente rispetto da parte della Società e del Gruppo di elevati *standard* di governo societario. Il comitato in questione si è inoltre occupato dell'aggiornamento di alcune importanti *policy* e procedure aziendali, con particolare riferimento (i) agli orientamenti in merito al numero massimo di incarichi che i Consiglieri Enel 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, nonché (ii) al regolamento per la gestione interna e il trattamento delle informazioni riservate e per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate. Il Comitato per la *corporate governance* si è infine occupato di istruire il procedimento di *board review*, individuando a seguito di apposita selezione la società di consulenza cui affidare il compito di supportare il Consiglio di Amministrazione e i suoi comitati nel processo di autovalutazione riferito all'esercizio 2011.

Collegio Sindacale

Secondo le previsioni di legge e dello statuto della Società, il Collegio Sindacale si compone di tre sindaci effettivi e due supplenti, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci per un periodo di tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato.

Al fine di garantire un efficace svolgimento dei compiti da parte del Collegio Sindacale e nel rispetto di quanto indicato dal Codice di Autodisciplina, fin dal mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha espressamente riconosciuto al Collegio medesimo, per quanto di propria competenza:

- > il potere di vigilare sull'indipendenza della Società di revisione legale dei conti, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia, quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati alla Società e al Gruppo da parte della stessa Società di revisione e delle entità appartenenti al relativo *network* (trattasi di potere che è stato quindi formalmente assegnato allo stesso Collegio Sindacale dal decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, che ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2006/43/CE, relativa alle revisioni legali dei conti annuali e consolidati);
- > il potere, esercitabile anche individualmente dai sindaci, di chiedere alla funzione *Audit* della Società lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative od operazioni aziendali;
- > il potere di scambiare tempestivamente con il Comitato per il controllo interno 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 previsti per gli esponenti aziendali di soggetti che partecipano al capitale di intermediari finanziari, in aggiunta a quelli stabiliti per i Sindaci di società con azioni quotate; essi devono inoltre possedere i requisiti di professionalità richiesti dalla legge ai Sindaci di società con azioni quotate, quali integrati attraverso apposite previsioni statutarie; essi devono possedere infine i requisiti di indipendenza individuati dalla legge per i Sindaci di società con azioni quotate.

In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo che i componenti il Collegio Sindacale possono assumere presso società di capitali italiane sono stati 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 che verranno conseguentemente sottoposte all'Assemblea della Società chiamata ad approvare il bilancio 2011 — 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 su quello di Borsa Italiana, nonché 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 base alle segnalate modifiche statutarie che verranno sottoposte all'Assemblea della Società chiamata ad approvare il bilancio 2011).

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 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, 64 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);

> Carlo Conte, 64 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);

> Gennaro Mariconda, 69 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 il 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 2011 il Collegio Sindacale ha tenuto 22 riunioni, durate in media circa 2 ore 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 2012, 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), risulta possedere le caratteristiche di indipendenza previste dal Testo Unico della Finanza (e dalla relativa disciplina di attuazione) con riguardo ai Sindaci di società con azioni quotate. Alla data della presente relazione, con riferimento alla disciplina in precedenza richiamata circa i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo in società di capitali italiane dettata dalla CONSOB (che pone un limite massimo al peso degli incarichi ricoperti da ciascun Sindaco pari a 6 punti), i Sindaci effettivi hanno comunicato all'Autorità i seguenti dati circa il numero degli incarichi da essi rivestiti e il punteggio associato agli incarichi medesimi:

- > Sergio Duca: 4 incarichi; peso degli incarichi: 3,35 punti;
- > Carlo Conte: 5 incarichi; peso degli incarichi: 2,15 punti;
- > Gennaro Mariconda: 1 incarico; peso dell'incarico: 1,0 punti.

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 è stata formalizzata un'apposita procedura che disciplina l'affidamento di incarichi alle Società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo. In base a tale procedura il Comitato per il controllo interno e il Collegio Sindacale sono chiamati a esprimere un preventivo parere vincolante circa l'affidamento di ogni incarico aggiuntivo – diverso, quindi, dall'incarico principale di revisione e per il quale 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 2011 tale attività di controllo è stata svolta dapprima, nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e aprile, da parte del sostituto magistrato delegato Igina Maio, e a partire dal mese di maggio 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

In conformità con quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dallo statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione, previo parere del Collegio Sindacale, ha provveduto fin dal mese di giugno 2006 alla nomina del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, individuato nel responsabile della funzione Amministrazione, Pianificazione e Controllo (a decorrere dal mese di giugno 2009 ridenominata "Amministrazione, Finanza e Controllo") della Società (nella persona di Luigi Ferraris). Quest'ultimo, come verificato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2007, è in possesso dei requisiti di professionalità introdotti nello statuto sociale nel mese di maggio 2007 in attuazione del Testo Unico della Finanza. 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 principi 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 della 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

In materia di controllo interno il Gruppo è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema, cui è affidata la missione (i) di accertare l'adeguatezza dei diversi processi aziendali

in termini di efficacia, efficienza ed economicità, nonché (ii) di garantire l'affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale e (iii) di assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.

Il sistema di controllo interno si articola nell'ambito 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 *Group Risk Management* 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 auditing*, demandato all'apposita funzione *Audit* della Società e finalizzato essenzialmente alla identificazione e al contenimento dei rischi aziendali di ogni natura mediante un'azione di *monitoring* dei controlli di linea, sia in termini di adeguatezza dei controlli medesimi sia in termini di risultati effettivamente conseguiti dalla relativa applicazione. L'attività in esame è pertanto estesa a tutti i processi aziendali della Società e delle 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, coerente con i modelli di riferimento e le *best practice* esistenti in ambito nazionale e internazionale, compete al Consiglio di Amministrazione, che avvalendosi del Comitato per il controllo interno provvede a tal fine a:

- > fissare le linee di indirizzo di tale sistema, in modo che i principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, verificando quindi la compatibilità di tali rischi con una sana e cor-

- retta gestione dell'impresa. Si segnala al riguardo che fin dal mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha preso atto dell'identificazione dei principali rischi inerenti al Gruppo (c.d. "risk assessment") e dell'individuazione di appositi criteri di misurazione, gestione e monitoraggio dei rischi stessi – secondo quanto indicato in apposito documento elaborato dalla funzione *Audit* della Società – concordando circa la compatibilità dei rischi medesimi con una sana e corretta gestione sociale. Successivamente, nel mese di febbraio 2008 e, da ultimo, nel mese di febbraio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha esaminato e condiviso appositi aggiornamenti del *risk assessment* di Gruppo, predisposti sempre dalla funzione *Audit* della Società;
- > individuare uno o più Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. Nel corso del 2011 tale ruolo è stato dapprima ricoperto tanto dal Presidente che dall'Amministratore Delegato nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e giugno, coerentemente con quanto disposto dal Consiglio di Amministrazione fin dal mese di dicembre 2006. A decorrere dal mese di luglio 2011 il Consiglio di Amministrazione ha affidato il ruolo in questione esclusivamente all'Amministratore Delegato, alla luce dell'assetto dei poteri adottato in ambito aziendale e in considerazione delle indicazioni espresse al riguardo dal Codice di Autodisciplina (che prevedono che tale carica venga affidata, di norma, all'Amministratore Delegato);
 - > valutare, con cadenza almeno annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno. Si evidenzia al riguardo che nei mesi di marzo 2011 e, da ultimo, febbraio 2012 il Consiglio di Amministrazione ha espresso una valutazione positiva al riguardo;
 - > nominare e revocare uno o più soggetti preposti al controllo interno, definendone la remunerazione in coerenza con le politiche aziendali. A tale riguardo, nel mese di gennaio 2008 il Consiglio di Amministrazione, preso atto dell'avvicendamento intervenuto alla guida della funzione *Audit* della Società, ha confermato in capo alla nuova responsabile di tale funzione (nella persona di Francesca Di Carlo) il ruolo di preposto al controllo interno, determinandone la remunerazione in misura pari a quella già percepita dall'interessata.

L'Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno 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, provvedendo alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno, di cui verifica costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficacia e l'efficienza. Costui si occupa inoltre dell'adattamento di tale sistema alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;
- > proporre al Consiglio di Amministrazione la nomina, la revoca e la remunerazione di uno o più soggetti preposti al controllo interno.

Il preposto al controllo interno, per parte sua:

- > ha il compito di verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante;
- > non è responsabile di alcuna area operativa;
- > ha accesso diretto a tutte le informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico;
- > dispone di mezzi adeguati allo svolgimento della funzione assegnatagli;
- > riferisce del proprio operato all'Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno, al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale. In particolare, egli riferisce circa le modalità con cui viene condotta la gestione dei rischi, nonché sul rispetto dei piani definiti per il loro contenimento ed esprime la sua valutazione sull'idoneità del sistema di controllo interno a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo.

Nel mese di giugno 2009, in linea con le pratiche più evolute di governo societario, è stata costituita nell'ambito della Società una specifica funzione di *Group Risk Management*, avente la missione di assicurare l'efficace implementazione a livello di Gruppo del processo di gestione 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.

Nel corso del 2011 le principali attività svolte dalla Funzione *Group Risk Management* hanno riguardato:

- > l'elaborazione e la prima implementazione dell'impianto della *governance* dei rischi a livello di Gruppo, a

- seguito della relativa condivisione con le Divisioni operative e le funzioni di *staff* interessate;
- > l'elaborazione delle linee guida per la gestione dei rischi finanziari, *commodity* e di credito, inclusive della definizione del sistema di limiti operativi;
 - > la definizione del modello di *enterprise risk management* di Gruppo, l'avvio e il completamento del primo *assessment* delle principali fonti di rischio con potenziale impatto sul raggiungimento degli obiettivi strategici e di *business*, l'analisi delle risultanze e la presentazione al *top management* delle evidenze ritenute di maggiore rilievo;
 - > l'avvio delle attività di alcune strutture locali di *risk management*;
 - > la definizione di *format* di reportistica sulle diverse categorie di rischio e l'attivazione di un flusso periodico di comunicazione con le Divisioni operative e verso il Vertice aziendale;
 - > l'istituzione e l'avvio dell'operatività di appositi comitati di rischio, istituiti sia a livello centrale sia nei vari Paesi in cui il Gruppo opera. A ciò si è accompagnata la definizione da parte di tali comitati dei limiti di rischio qualitativi e quantitativi assegnati ai *risk owner* e delle modalità per monitorarne il rispetto;
 - > lo sviluppo di un modello integrato (c.d. "*business plan @risk*") volto all'analisi (i) dei rischi quantitativi connessi al raggiungimento dei *target* del *budget* e piano industriale e (ii) della profittabilità economica e finanziaria dei grandi investimenti, attraverso opportune analisi di sensitività, di scenario e probabilistiche; ciò al fine di valutare l'impatto delle modifiche di variabili esogene (i.e. prezzi, tassi, inflazione, domanda di energia, prodotto interno lordo ecc.) sui risultati attesi in termini di *cash flow* di Gruppo e di sostenibilità finanziaria, nonché sul rischio complessivo di portafoglio;
 - > l'individuazione, l'acquisto, la parametrizzazione e l'implementazione delle soluzioni *software* per le attività di *industrial risk management* ed *enterprise risk management*;
 - > lo sviluppo di specifiche metodologie per l'analisi e la misurazione dei diversi rischi.

Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria

Nell'ambito del sistema di controllo interno il Gruppo si è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema di gestio-

ne dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria (nel presente paragrafo indicato unitariamente, per brevità, come "Sistema").

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 uno specifico modello per la valutazione del Sistema e ha adottato 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 definizione, mantenimento e monitoraggio del Sistema in questione. In particolare, il Gruppo si è dotato di una procedura che regola il modello di riferimento del sistema di controllo e di una procedura descrittiva del processo di valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che definisce ruoli e responsabilità nell'ambito organizzativo aziendale prevedendo uno specifico flusso di attestazioni interne. I controlli istituiti sono stati oggetto di monitoraggio per verificarne sia il "disegno" (ovvero che il controllo, se operativo, è strutturato al fine di mitigare in maniera accettabile il rischio identificato) sia l'effettiva "operatività".

Al *management* responsabile delle attività, dei rischi e dei controlli e alla funzione *Audit* della Società sono affidate responsabilità di verifica periodica del Sistema.

La valutazione dei controlli sull'informativa finanziaria ha preso a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (c.d. "*COSO Report*"), integrato per gli aspetti informativi dal modello "*Control Objectives for Information and related Technology*" (c.d. "*COBIT*"). Inoltre, presso alcune società latinoamericane del Gruppo, aventi *ADS* (*American Depositary Shares*) 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 valutazione del Sistema, definito in Enel come *Management Assessment Process* (e indicato nel

prosegue del presente paragrafo, per brevità, come "MAP"), che viene progressivamente esteso alle società di significativa rilevanza che entrano a fare parte del Gruppo, si articola nelle seguenti macro-fasi:

- > definizione del perimetro e individuazione dei rischi;
- > valutazione del disegno e dell'operatività dei controlli (c.d. monitoraggio "di linea");
- > monitoraggio "Indipendente", demandato alla funzione *Audit* della Società;
- > *reporting*, attestazioni interne, consolidamento e sintesi delle valutazioni;
- > attestazione 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.

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 anzitutto un *risk assessment* a livello di Gruppo, per individuare e valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza potesse compromettere il raggiungimento degli obiettivi 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 individuate nel COSO *Report*: ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione, attività di monitoraggio.

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 fase del MAP che consiste in un'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 finalizzata a descrivere i ruoli e le responsabilità, i flussi dei dati e delle informazioni, nonché i controlli chiave (procedure amministrative e contabili).

Alla funzione *Audit* della Società è affidato il compito di esprimere una valutazione "indipendente" in merito all'operatività del MAP.

I risultati delle valutazioni effettuate sia dal *management* di linea sia dalla funzione *Audit* della Società 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 – ai fini del 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 nei riguardi del Collegio Sindacale, del Comitato per il controllo interno e della Società di revisione.

Sulla base della *reportistica* sopra indicata, e tenuto conto delle attestazioni rilasciate dai responsabili di ciascuna struttura aziendale interessata dal MAP, il Dirigente preposto 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).

Disciplina delle società controllate estere extra UE

Con riferimento all'esercizio 2011 si è proceduto da parte del Comitato per il controllo interno 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 2010 e in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento introdotti nel Regolamento Mercati CONSOB con effetto dal 1° luglio 2008, sono state individuate nell'ambito del Gruppo 14 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione è risultata applicabile per l'esercizio 2011. Trattasi, in particolare, delle seguenti società, 11 delle quali erano risultate assoggettate alla normativa di riferimento già nel corso dell'esercizio 2010: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana); 2) Chilectra SA (società cilena); 3) Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía SA (società colombiana); 4) Companhia Energética do Ceará SA (società brasiliana); 5) Edegel SA (società peruviana); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana); 7) Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA (società peruviana); 8) Empresa Distribuidora Sur 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 Green Power North America Inc. (società statunitense); 13) Enersis SA (società cilena); 14) Enel OGC-5 OJSC (società russa);
- > lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilancio 2011 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel *reporting package* utilizzato ai fini della redazione del bilancio consolidato 2011 del Gruppo Enel, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svol-

gimento dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio civilistico 2011 di Enel, contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate (secondo le modalità indicate nel Regolamento Emittenti CONSOB);

- > 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 infra-annuali 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

Fin dal mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha adottato – in recepimento di quanto disposto dal codice civile (cui la CONSOB fino a tale momento non aveva ancora dato specifica attuazione), nonché dalle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina – un regolamento inteso a individuare le modalità di approvazione e di esecuzione delle operazioni poste in essere dalla Società, ovvero da sue controllate, con parti correlate; ciò al fine di assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni stesse.

Tale regolamento ha trovato applicazione fino alla fine del 2010, mentre a decorrere dal 1° gennaio 2011 risulta operativa una nuova procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate, i cui contenuti salienti vengono di seguito descritti e che 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 attuazione delle previsioni del codice civile.

In base a tale procedura, le operazioni con parti correlate 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 dal vigente assetto dei poteri 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 di operazioni con parti correlate, 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 Segreteria Societaria, 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 Segreteria Societaria, 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 e dalla procedura, qualora la correlazione sussista con un Amministratore della Società o con una parte correlata per il suo tramite, l'Amministratore interessato deve informare tempestivamente il Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse, allontanandosi dalla riunione consiliare al momento della deliberazione ove ciò non pregiudichi la permanenza del *quorum* costitutivo ovvero il Consiglio di Amministrazione non disponga altrimenti.

Qualora la correlazione sussista con l'Amministratore Delegato della Società o con una parte correlata per il suo

tramite, in aggiunta a quanto sopra egli si astiene dal compimento dell'operazione, investendo della stessa il Consiglio di Amministrazione.

Qualora la correlazione sussista 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 i verbali delle 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 al vigente assetto dei poteri provvedono, 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 si 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 al vigente assetto dei poteri 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 corre-

late 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

Fin dal febbraio del 2000 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un apposito regolamento (integrato nel mese di marzo 2006 e, da ultimo, modificato e aggiornato nel mese di settembre 2011) 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. Gli Amministratori e i Sindaci sono tenuti a rispettare le previsioni contenute in tale regolamento e a mantenere comunque 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 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 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 (ovvero con analisti finanziari e investitori istituzionali).

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, a decorrere dal mese di aprile 2006 la Società ha provveduto a istituire (e a tenere regolarmente aggiornato) un registro di Gruppo in cui risultano iscritte le persone, fisiche o giuridiche, che hanno accesso a in-

formazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero delle funzioni svolte per conto della Società ovvero di 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.

Sempre 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, a decorrere dal mese di aprile 2006 risulta avere subito profonde modifiche la disciplina dell'*internal dealing*, ossia della 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.

Nel corso del 2011 la disciplina in materia di *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.

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 del Consiglio di Amministrazione è stata ispirata dalla volontà di innalzare gli *standard di governan-*

ce della Società rispetto alla normativa di riferimento, mediante l'adozione di una misura intesa 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 Segreteria Societaria.

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 reperiti 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 gli strumenti finanziari emessi dalla Società), 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*, Codice Etico, modello organizzativo e gestionale ex decreto legislativo n. 231/2001, nonché uno schema generale di articolazione del Gruppo).

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) intervenendo 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 dal decreto legislativo n. 27/2010 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").

I soci possono porre domande sulle materie all'ordine del giorno anche prima dell'Assemblea; 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, la CONSOB ha disciplinato alla fine del 2010 le modalità di partecipazione all'Assemblea con mezzi elettronici,

che trovano peraltro applicazione solo in presenza di un espresso richiamo statutario. 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 approvato dall'Assemblea ordinaria del 25 maggio 2001 (quale modificato e integrato nel 2010), 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 regolarità della costituzione, accerta l'identità e la legittimazione dei presenti, regola lo svolgimento dell'Assemblea 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 nel marzo 2002 e aggiornato nel marzo 2004 e, da ultimo, nel settembre 2009 e 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:

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

La revisione del Codice Etico avviata nel settembre 2009 e conclusa nel febbraio 2010 ha preso le mosse dall'esigenza di aggiornare tale documento alla luce delle modifiche normative e organizzative intervenute dalla sua ultima edizione, nonché dall'intento di allinearne ulteriormente i contenuti alla *best practice* internazionale. Tra gli interventi più significativi effettuati in tale occasione si se-

gnalano (i) l'aggiornamento della missione aziendale, (ii) il recepimento del divieto di porre in essere sul luogo di lavoro episodi di intimidazione, *mobbing* e *stalking*, (iii) la espressa previsione dell'obbligo per i fornitori di rispettare la normativa in materia di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro, nonché (iv) l'esclusione in linea di principio della possibilità per le società del Gruppo di aderire a richieste di contributi negli ambiti di attività in cui risulta operare Enel Cuore Onlus.

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 commesse in violazione delle norme sulla tutela della salute e sicurez-

za 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.

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 principi 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 sia componenti 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 2011 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

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 2011 l'organismo di vigilanza, nel monitorare il funzionamento e l'osservanza del modello:

- > ha tenuto 14 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 del piano delle attività di monitoraggio e vigilanza per l'anno 2011 e sulla verifica del consuntivo delle attività medesime;
- > ha promosso l'aggiornamento del modello, con particolare riferimento alla "parte generale" e alla "parte speciale" dedicata alla prevenzione dei delitti di criminalità organizzata;
- > 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 principi 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 tre tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni più significative contenute nella seconda sezione del documento.

ALLEGATO 1: Biografie dei componenti il Consiglio di Amministrazione

Paolo Andrea Colombo, 51 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. A decorrere dal 1985 ha svolto attività professionale di dottore commercialista e revisore legale dei conti.

Dal 2006 è socio fondatore di Borghesi 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 di Aviva Vita e membro del collegio sindacale di A. Moratti Sapa e di Humanitas Mirasole.

Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel dal maggio 2011.

Fulvio Conti, 64 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 Barclays PLC e di AON Corporation. È inoltre presidente di Eurelectric e vice presidente di Endesa, nonché Consigliere dell'Accademia Nazionale di Santa Cecilia e dell'Istituto Italiano di Tecnologia.

Alessandro Banchi, 65 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 co-

mitato 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 associazioni 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 Farminindustria, nonché nel G10 presso la Commissione Europea a Bruxelles. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2011.

Lorenzo Codogno, 52 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* e coreponsabile 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. È altresì 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 maggio 2006 al dicembre 2009), nonché capo della delegazione italiana presso il Comitato di Politica Economica e il *Working Party 1* dell'OCSE (di cui è vice presidente dall'ottobre 2007). Nell'ambito del Comitato di Politica Economica dell'Unione Europea ha ricoperto inoltre la carica di presidente del *Lisbon Methodology Working Group* (dal novembre 2006 al gennaio 2010), che ha lo scopo di sviluppare approcci metodologici per monitorare, analizzare e modellare le riforme strutturali. 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 amministrativo dell'ISAE (istituto di ricerca economica) nonché del Comitato scientifico della "Fondazione Masi" e membro del Consiglio di Amministrazione della "Fondazione universitaria economia Tor Vergata CEIS".

Consigliere di amministrazione di Enel dal giugno 2008.

Mauro Miccio, 56 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 mar-

keting 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, 47 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 luglio 2011 è socio fondatore del WIMW (*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, 69 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 fun-

zionario 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 attualmente presidente del *Supervisory Board* di EFRAG (*European Financial Reporting Advisory Group*), 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, 63 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 al settembre 2007 è stato consigliere di amministrazione di

Galp (compagnia petrolifera portoghese), vice presidente dell'Unione Petrolifera (associazione delle compagnie petrolifere 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, 64 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, 64 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato a pieni voti in economia e commercio presso l'U-

niversità "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 Lottomatica Group, presidente del consiglio di amministrazione di Orizzonte SGR, Consigliere di amministrazione indipendente di Autostrada Torino-Milano, membro dell'organismo di vigilanza di Exor istituito ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, presidente del collegio dei revisori della Fondazione Silvio Tronchetti Provera e della Compagnia di San Paolo, membro del collegio dei revisori della Fondazione Intesa San Paolo Onlus e dell'ISPI (Istituto per gli studi di politica internazionale). Presidente del Collegio Sindacale di Enel dal mese di aprile 2010.

Carlo Conte, 64 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 di contabilità pubblica presso la scuola superiore della Pubblica Amministrazione, la scuola superiore dell'Economia e delle Finanze e la scuola di *management* della LUISS, nonché professore a contratto di Amministrazione e Contabilità pubblica presso l'Università "Bocconi" di Milano. Dottore commercialista e reviso-

re 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. Rappresenta attualmente 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.

Sindaco di Enel dal 2004, ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in diversi enti, organismi, società e aziende.

Gennaro Mariconda, 69 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 attualmente professore ordinario di Diritto privato presso la facoltà di Economia e Commercio 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 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. C.A. (****)	Indip. da T.U.F. (*****)	Numero di altri incarichi (**)	(***)	(****)	(***)	(****)	(***)	(****)
Presidente	Colombo Paolo														
	Andrea	5/2011	12/2011	M	X				100%	3				X	100%
AD/DG	Conti Fulvio	1/2011	12/2011	M	X				100%	2					
Consigliere	Banchi Alessandro	5/2011	12/2011	m		X	X	X	91%	-		X	100%	X	100%
	Codogno Lorenzo	1/2011	12/2011	M		X			75%	-	X	92%		X	100%
Consigliere	Miccio Mauro	5/2011	12/2011	M		X	X	X	91%	-	X	100%		X	100%
	Napolitano Fernando	1/2011	12/2011	M		X			100%	-		X	88%	X	60%
Consigliere	Solbes Mira Pedro	5/2011	12/2011	m		X	X	X	100%	1		X	80%	X	100%
	Taraborrelli Angelo	5/2011	12/2011	m		X	X	X	100%	-	X	100%		X	100%
Consigliere	Tosi Gianfranco	1/2011	12/2011	M		X	X	X	100%	-	X	100%		X	50%
	Amministratori cessati durante il 2011														
Presidente	Gnudi Piero	1/2011	5/2011	M	X				100%	2					
Consigliere	Ballio Giulio	1/2011	5/2011	m		X	X	X	100%	-		X	100%	X	N.A.
Consigliere	Costi Renzo	1/2011	5/2011	m		X	X	X	100%	1	X	100%		X	N.A.
Consigliere	Fantozzi Augusto	1/2011	5/2011	m		X	X	X	100%	5		X	100%	X	N.A.
	Luciano Alessandro	1/2011	5/2011	M		X	X	X	80%	-	X	100%			

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione: 0,5% del capitale sociale.

Numero di riunioni svolte durante l'esercizio 2011 - CdA: 16; Comitato controllo interno: 13; Comitato remunerazioni: 8; Comitato parti correlate: 2; Comitato corporate governance: 5.

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) Paolo Andrea Colombo: consigliere di amministrazione di Mediaset SpA, presidente del collegio sindacale di GE Capital Interbanca SpA e di Aviva Vita SpA;
- 2) Fulvio Conti: consigliere di amministrazione di Barclays PLC e di AON Corporation;
- 3) Pedro Solbes Mira: consigliere di amministrazione di Barclays España 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⁽¹⁾ 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;
- c) se, direttamente o indirettamente (per esempio attraverso società controllate o delle quali sia esponente di rilievo, ovvero in qualità di partner di uno

(1) 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 rappresentante legale, 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.

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 simile.

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, ivi inclusa la 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⁽²⁾ 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: Collegio Sindacale di Enel

Carica	Componenti	In carica dal	In carica fino al	Lista (M/m) (*)	(**)	Numero di incarichi (***)
Presidente	Duca Sergio	1/2011	12/2011	m	100%	4
Sindaco effettivo	Conte Carlo	1/2011	12/2011	M	100%	5
Sindaco effettivo	Mariconda Gennaro	1/2011	12/2011	M	95%	1
Sindaco supplente	Salsone Antonia Francesca	1/2011	12/2011	M	-	-
Sindaco supplente	Tutino Franco	1/2011	12/2011	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 2011: 22

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 dichiarato 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.

(2) 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".

Tabella 3: Altre previsioni del Codice di Autodisciplina

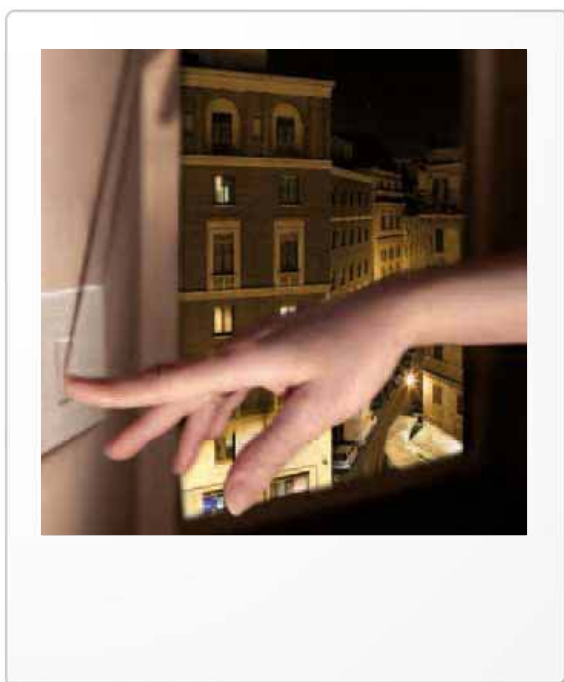
	SI	NO	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento dalle raccomandazioni del Codice
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate			
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:	X		
a) limiti	X		
b) modalità d'esercizio	X		
c) e periodicità dell'informativa?	X		
Il CdA si è riservato l'esame e l'approvazione preventiva delle operazioni aventi un particolare rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X		
Il CdA ha definito linee guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X		
Le linee guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X		
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e l'approvazione delle operazioni con parti correlate?	X		
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?	X		
Procedure della più recente nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale			
Il deposito delle candidature alla carica di Amministratore è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità dei candidati a qualificarsi come indipendenti?	X		
Il deposito delle candidature alla carica di Sindaco è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Sindaco erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?	X		
Assemblee			
La Società ha approvato un regolamento di Assemblea?	X		
Il regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X		

segue →

(*) Si osserva che il termine raccomandato per il deposito delle liste di candidati Amministratori e Sindaci è stato elevato da 10 a 15 giorni nella edizione 2006 del Codice di Autodisciplina. L'indicato termine di 10 giorni è risultato applicabile alla Società in forza di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni (art. 4, legge 30 luglio 1994, n. 474) fino alle Assemblee il cui avviso di convocazione sia stato pubblicato entro il 31 ottobre 2010. Per le Assemblee il cui avviso di convocazione è stato pubblicato dopo il 31 ottobre 2010, il Testo Unico della Finanza (come modificato dal decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27) stabilisce che le liste devono essere depositate presso la sede sociale almeno 25 giorni prima della data dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione o il Collegio Sindacale e devono quindi essere pubblicate a cura dell'emittente almeno 21 giorni prima della data dell'Assemblea medesima.

	SI	NO	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento dalle raccomandazioni del Codice
Controllo interno			
La Società ha nominato il preposto al controllo interno?	X		
Il preposto non è responsabile di alcuna area operativa?	X		
Inquadramento organizzativo del preposto al controllo interno			Responsabile della funzione <i>Audit</i> della Società
Investor relations			
La Società ha nominato un responsabile <i>investor relations</i> ?	X		
Unità organizzativa e riferimenti del responsabile <i>investor relations</i>			<p>Rapporti con investitori istituzionali: <i>Investor Relations</i> Viale Regina Margherita, 137 - 00198 Roma tel. 06/83057975 - fax 06/83053771 e-mail: investor.relations@enel.com</p> <p>Rapporti con azionisti individuali: Segreteria Societaria Viale Regina Margherita, 137 - 00198 Roma tel. 06/83054000 - fax 06/83055028 e-mail: azionisti.retail@enel.com</p>

PAGINA BIANCA



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

PAGINA BIANCA

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 2011, 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 applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio di Enel SpA, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2011 e il 31 dicembre 2011.
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 2011:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.
4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione che correda il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2011 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, 7 marzo 2012

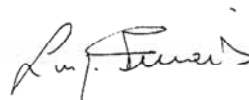
Fulvio Conti

Amministratore Delegato di Enel SpA



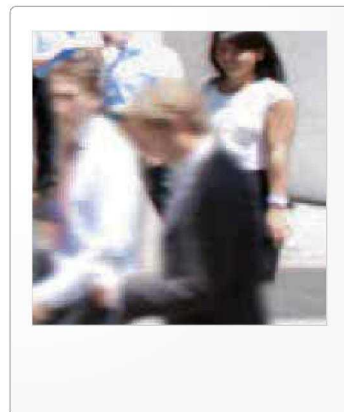
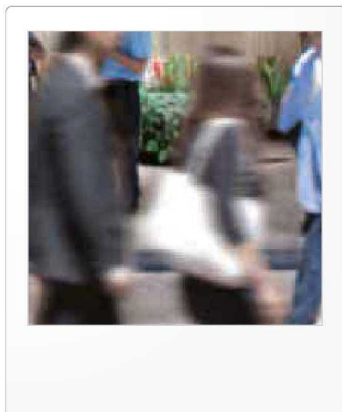
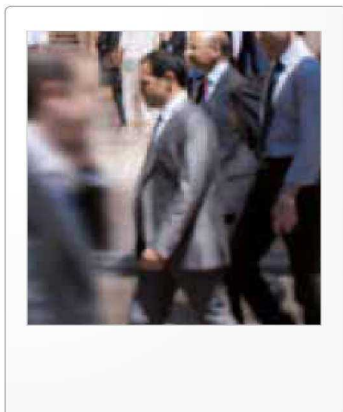
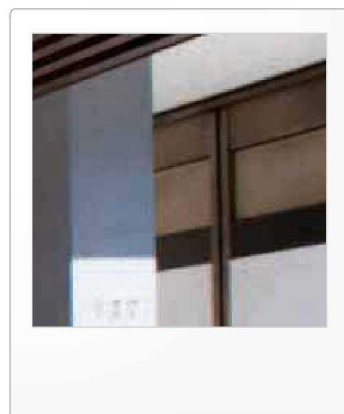
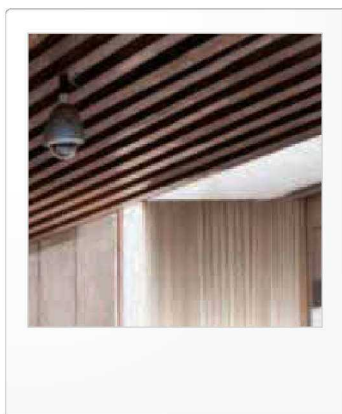
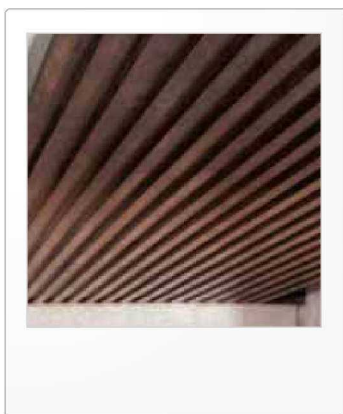
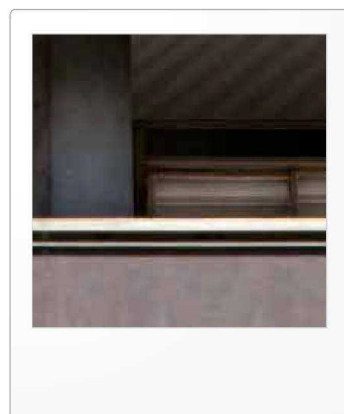
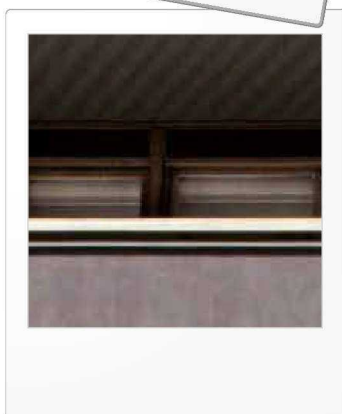
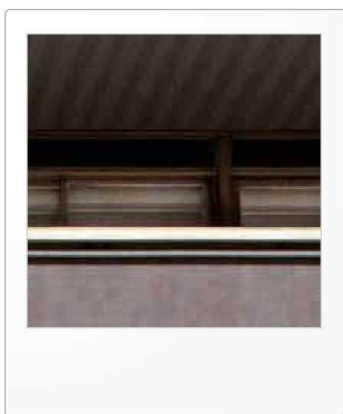
Luigi Ferraris

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel SpA





Relazioni



PAGINA BIANCA

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea
degli Azionisti di Enel SpA (ai sensi dell'art.153
del decreto legislativo n. 58/1998)

PAGINA BIANCA

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2011 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 39/10") abbiamo vigilato:

- > circa l'osservanza della legge e dello statuto, nonché sul rispetto dei principi 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 del rischio;
- > 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 promosso da Borsa Italiana SpA (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 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 2011 (capitolo "Fatti di rilievo del 2011");
- > non abbiamo riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con parti correlate;
- > nel capitolo "Informativa sulle parti correlate", inserito nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2011, gli Amministratori indicano adeguatamente le principali operazioni con parti correlate effettuate dalla Società, individuate sulla base dei principi 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 effetti 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 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 – adot-

tata 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 2011. Tale procedura ha sostituito, con effetto a fare data dal 1° gennaio 2011, il regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 19 dicembre 2006 in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, le cui disposizioni hanno trovato applicazione fino al 31 dicembre 2010. Tutte le operazioni con parti correlate poste in essere nel periodo di riferimento e riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2011 sono riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato;

- l'Assemblea tenutasi in data 29 aprile 2011 ha deliberato, su proposta motivata formulata dal Collegio Sindacale ai sensi dell'art. 13, comma 1 del decreto 39/10, il conferimento a Reconta Ernst & Young SpA dell'incarico di revisione legale dei conti di Enel SpA per gli esercizi compresi tra il 2011 e il 2019;
 - la Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio dell'esercizio 2011 – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai principi 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 2011, nonché in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio dell'esercizio 2011, inoltre, è redatto nella prospettiva della continuazione dell'attività, applicando il metodo del costo storico, con l'eccezione delle voci che secondo gli IAS-IFRS sono rilevate al *fair value*. Nelle note di commento a tale Bilancio sono riportati analiticamente i principi contabili e i criteri di valutazione adottati. Riguardo ai principi contabili di recente emanazione, nelle note di commento al Bilancio sono riportati (i) i principi di prima adozione e applicabili, i quali, secondo quanto ivi riportato, non hanno comportato impatti significativi per la Società nell'esercizio di riferimento e (ii) i principi non ancora adottati e non ancora applicabili. Il Bilancio dell'esercizio 2011 di Enel SpA è stato sottoposto al giudizio professionale della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA che, ai sensi dell'art. 14 del decreto 39/10, 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 2011 del Gruppo Enel – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai principi 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 2011, 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 2011 del Gruppo Enel è redatto nella prospettiva della continuità aziendale, applicando il metodo del costo storico, con l'eccezione delle voci che secondo gli IAS-IFRS sono rilevate al *fair value*. Anche nelle note di commento a tale Bilancio sono riportati analiticamente i principi contabili e i criteri di valutazione adottati. Riguardo ai principi contabili di recente emanazione, nelle note di commento al Bilancio sono riportati (i) i principi di prima adozione e applicabili, i quali, secondo quanto ivi riportato, non hanno comportato impatti significativi per il Gruppo nell'esercizio di riferimento e (ii) i principi non ancora adottati e non ancora applicabili. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2011 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 39/10, 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 2011 delle altre società italiane del

Gruppo Enel senza rilievi. Le attività di verifica svolte da parte dei corrispondenti esteri della Reconta Ernst & Young SpA sui *reporting packages* delle principali società estere del Gruppo Enel, selezionate in base al piano di lavoro predisposto dalla stessa Società di revisione e utilizzati per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, non hanno fatto emergere rilievi di significatività tale da dovere essere riflessi 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 2011 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, *Group Risk Management* e *Audit*, nonché con altre strutture interessate;
- > 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 per il controllo interno, nella seduta del 23 febbraio 2012, ossia in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2011;
- > il Consiglio di Amministrazione della Società, a seguito delle opportune verifiche effettuate da parte del Comitato per il controllo interno, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2011 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. Il modello adottato era già stato ridisegnato nei precedenti esercizi con un rilevante accentramento di alcune attività e con la semplificazione strutturale del Gruppo Enel. Nel corso del 2011 l'assetto organizzativo è risultato fondato, come per il precedente esercizio, sulle seguenti Divisioni: Mercato, Generazione ed Energy Management, Ingegneria e Innovazione, Infrastrutture e Reti, Iberia e America Latina, Internazionale, Energie Rinnovabili, cui si aggiunge un'area destinata ai Servizi e Altre attività. 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;
- > 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 39/10) 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 39/10 — 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 39/10, si informa che la Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA ha presentato al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2011, 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 principi 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 2011 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 principi 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 2011. 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, principalmente mediante periodici incontri con la responsabile della funzione *Audit* della Società (che riveste il ruolo di preposto al controllo interno), con la partecipazione da parte del Presidente del Collegio Sindacale alle riunioni del Comitato per il controllo interno 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 sia adeguato, efficace ed effettivamente funzionante; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società nel marzo 2011 e, da ultimo, nel febbraio 2012 ha espresso una valutazione conforme sul punto;
- > nel corso dell'esercizio 2011 non sono pervenute al Collegio Sindacale denunce di fatti censurabili ai sensi dell'art. 2408 del codice civile né esposti;

- > il sistema di *corporate governance* di Enel SpA e del Gruppo che a essa fa capo mantiene la propria coerenza rispetto ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina pubblicato nel marzo 2006 e alle modifiche in materia di remunerazione degli Amministratori apportate all'art. 7 del Codice stesso nel marzo 2010. Si segnala che nel mese di dicembre 2011 è stata pubblicata una nuova edizione del Codice di Autodisciplina, che apporta alcune rilevanti modifiche e integrazioni alla edizione del marzo 2006. Coerentemente con la disciplina transitoria che caratterizza tale nuova edizione, nel mese di dicembre 2011 il Consiglio di Amministrazione ha manifestato l'intenzione di recepire nel corso del 2012 le nuove raccomandazioni in essa contenute, dandone informativa con la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari che sarà pubblicata nel 2013. Si informa che il Collegio Sindacale, nei mesi di febbraio 2011 (con riferimento al Consiglio di Amministrazione all'epoca in carica) e di maggio 2011 e di febbraio 2012 (con riferimento al Consiglio di Amministrazione nominato dall'Assemblea nel mese di aprile 2011), ha avuto modo di verificare che il Consiglio stesso, 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 2011. Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale ha verificato la sussistenza dei relativi requisiti nei mesi di febbraio 2011 e di febbraio 2012; in tali occasioni, limitatamente al Sindaco effettivo Carlo Conte, è stato rilevato che egli possiede i requisiti di indipendenza previsti dal Testo Unico della Finanza (e dalla relativa disciplina di attuazione) 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 risulta dirigente generale presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze, azionista di riferimento della Società. I componenti del Collegio Sindacale hanno adempiuto all'obbligo di comunicazione degli incarichi di amministrazione e controllo ricoperti in società di capitali italiane nei tempi e nei modi previsti dall'art. 148 bis del Testo Unico della Finanza e 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 (integrato nel mese di marzo 2006 e, da ultimo, modificato e aggiornato nel mese di settembre 2011) 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 2011;
- > la Società ha adottato altresì fin dal 2002 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*; nel settembre 2009 e nel febbraio 2010 tale Codice ha formato oggetto di aggiornamento alla luce delle modifiche normative e organizzative intervenute, nonché per allinearne ulteriormente i contenuti alla *best practice* internazionale;
- > 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 2011. 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 2011 esso è risultato composto da un componente esterno dotato di esperienza in materia di organizzazione aziendale, cui è stata affidata la presidenza dell'organismo stesso, nonché dai responsabili delle funzioni *Audit*, *Legale* e *Segreteria Societaria 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 2011 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 corso dell'esercizio 2011 il Collegio Sindacale ha rilasciato i seguenti pareri e attestazioni:
- a) nel mese di marzo 2011, 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 2011 per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 1 miliardo di euro, un'attestazione, rilasciata sulla base dell'ultimo bilancio approvato di Enel SpA riferito al 31 dicembre 2009, 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;
 - b) nel mese di aprile 2011 un parere, espresso ai sensi dell'art. 2389, comma 3 del codice civile, in ordine al compenso integrativo da riconoscere al Presidente uscente del Consiglio di Amministrazione di Enel SpA;
 - c) nel mese di giugno 2011, in vista della presentazione al Consiglio di Amministrazione di una nuova proposta relativa all'emissione di uno o più prestiti obbligazionari da collocare in euro e/o in altra valuta entro il 31 dicembre 2012 per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 5 miliardi di euro – previa revoca della deliberazione indicata al precedente punto a), per la parte ancora non eseguita – un'attestazione, rilasciata sulla base dell'ultimo bilancio approvato di Enel SpA riferito al 31 dicembre 2010, 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;
 - d) nel mese di giugno 2011 un parere, espresso ai sensi dell'art. 2389, comma 3 del codice civile, in ordine al compenso da riconoscere ai componenti dei vari comitati istituiti all'interno del Consiglio di Amministrazione (vale a dire il Comitato per il controllo interno, il Comitato per le remunerazioni, il Comitato parti correlate e il Comitato per la *corporate governance*) a seguito della ricostituzione dei comitati medesimi;
 - e) nel mese di novembre 2011, in vista della presentazione al Consiglio di Amministrazione di un'ulteriore proposta relativa all'emissione di uno o più prestiti obbligazionari da collocare in euro e/o in altra valuta entro il 31 dicembre 2012, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 5 miliardi di euro – previa revoca della deliberazione indicata al precedente punto c), per la parte ancora non eseguita – un'attestazione, rilasciata sulla base dell'ultimo bilancio approvato di Enel SpA riferito al 31 dicembre 2010, 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;

f) nel mese di novembre 2011 un parere, espresso ai sensi dell'art. 2389, comma 3 del codice civile, in ordine al trattamento normativo e retributivo da riconoscere al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale per il mandato 2011-2013;

- > 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 5 aprile 2012, 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; l'informativa riguarda anche i piani di incentivazione a lungo termine, di cui vengono illustrate le condizioni di assegnazione e di esercizio. 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 Amministrazione in merito alla adozione di tali strumenti retributivi e alla determinazione dei relativi parametri sono state elaborate dal Comitato per le remunerazioni – costituito da Amministratori non esecutivi, in maggioranza 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 2011 nel corso di 22 riunioni, nonché con la partecipazione alle 16 riunioni del Consiglio di Amministrazione, alle 13 riunioni del Comitato per il controllo interno; a 5 delle 8 riunioni del Comitato per le remunerazioni (ossia dal momento in cui il regolamento organizzativo di tale comitato è stato modificato – in linea con le novità introdotte nell'art. 7 del Codice di Autodisciplina nel marzo del 2010 – al fine di prevedere la partecipazione del Presidente del Collegio Sindacale alle riunioni del comitato stesso), alle 2 riunioni del Comitato parti correlate e alle 5 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 2011 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 6 aprile 2012

Il Collegio Sindacale

Presidente
Sergio Duca

Sindaco
Carlo Conte

Sindaco
Gennaro Mariconda

PAGINA BIANCA

Relazione della Società di revisione
sul Bilancio 2011 di Enel SpA

PAGINA BIANCA



**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 2011. 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.

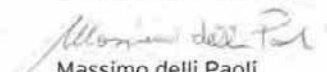
Per il giudizio relativo al bilancio d'esercizio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione emessa da altro revisore in data 6 aprile 2011.
3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2011 è conforme agli 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 2011.

Roma, 6 aprile 2012

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Massimo deli Paoli
(Socio)

Bilancio consolidato 2011



PAGINA BIANCA

Indice

Relazione sulla gestione

La struttura Enel |
Organi sociali |
Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder* |
Sintesi dei risultati |
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo |
Risultati economici per area di attività |
 > Mercato |
 > Generazione ed Energy Management |
 > Ingegneria e Innovazione |
 > Infrastrutture e Reti |
 > Iberia e America Latina |
 > Internazionale |
 > Energie Rinnovabili |
 > Capogruppo, Servizi e Altre attività |
Fatti di rilievo del 2011 |
Scenario di riferimento |
 > Enel e i mercati finanziari |
 > Il contesto economico energetico nel 2011 |
 > I mercati dell'energia e del gas |
Aspetti normativi e tariffari |
Principali rischi e incertezze |
Prevedibile evoluzione della gestione |
Sostenibilità
 > La sostenibilità in Enel |
 > Persone |
 - Personale e organizzazione |
 - Clienti |
 - Società |
 > Strategia climatica e ambiente |
 > Ricerca e sviluppo |
Informativa sulle parti correlate |
Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati |

Bilancio consolidato

Prospetti contabili consolidati |
Conto economico consolidato |
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio |
Stato patrimoniale consolidato |
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato |
Rendiconto finanziario consolidato |
Note di commento |

Corporate governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari |

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

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

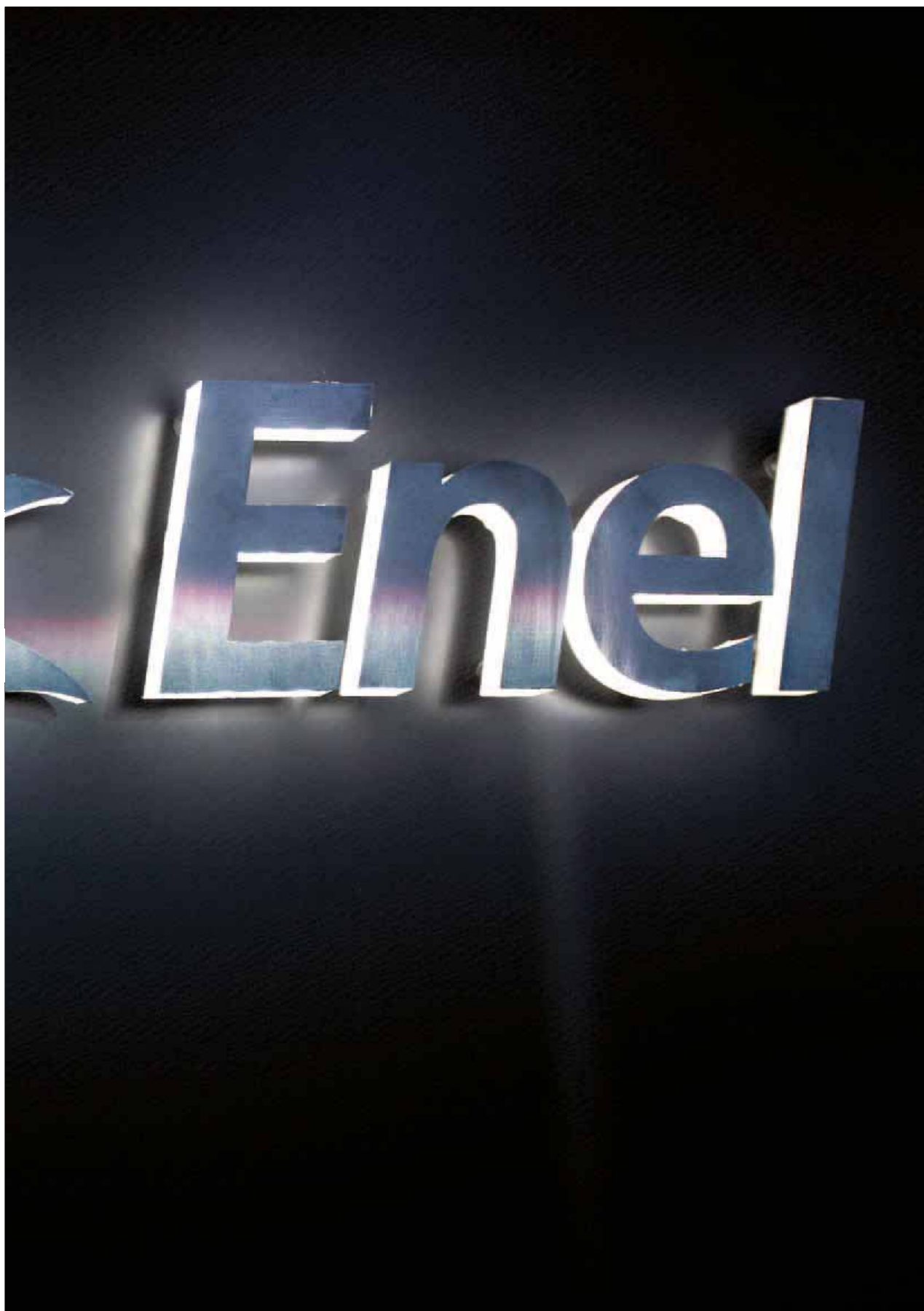
Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2011 |

Relazioni

Relazione della Società di revisione |

PAGINA BIANCA



PAGINA BIANCA

La struttura Enel

Corporate Enel SpA

Mercato

Enel Servizio Elettrico
Enel Energia

Generazione ed Energy Management

Enel Produzione
Enel Trade
Enel Trade Romania
Enel Trade Croatia
Enel Trade Serbia
Nuove Energie
Hydro Dolomiti Enel
SE Hydropower
San Floriano Energy
Enel Stoccaggi
Enel Longanesi Development
Sviluppo Nucleare Italia

Ingegneria e Innovazione

Enel Ingegneria
e Innovazione

Infrastrutture e Reti

Enel Distribuzione
Enel Sole
Enel M@p

**Iberia e America
Latina**

Endesa

Internazionale

Slovenské elektrárne
Enel Distributie Muntenia
Enel Distributie Banat
Enel Distributie Dobrogea
Enel Energie Muntenia
Enel Energie
Enel Productie
Enel Romania
Enel Servicii Comune
RusEnergosbyt
Enel OGK-5
Enel France
Enelco
Marcinelle Energie

Energie Rinnovabili

Enel Green Power
Enel.si
Enel Green Power
Latin America
Enel Green Power España ⁽¹⁾
Enel Green Power Romania
Enel Green Power
North America
Enel Green Power Bulgaria
Enel Green Power France
Enel Green Power Hellas

Servizi e Altre attività

Enel Servizi
Enelpower
Enel.NewHydro
Enel.Factor

(1) Include, a seguito della fusione realizzata nel corso del 2011, i dati di Enel Unión Fenosa Renovables.

1 La Divisione Mercato

2 La Divisione Generazione ed Energy Management

3 La Divisione Infrastrutture e Reti

4 La Divisione Iberia e America Latina

5 La Divisione Ingegneria e Innovazione

6 La Divisione Internazionale

7 La Divisione Energie Rinnovabili

8 Le attività delle Divisioni operative

ha la missione di presidiare il mercato finale dell'energia elettrica e del gas sul territorio nazionale, di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi indirizzata alle diverse tipologie di clienti e di assicurare il rispetto dei livelli di qualità del servizio commerciale.

ha la missione di produrre energia elettrica a costi competitivi, nel rispetto dell'ambiente.

ha la missione di garantire la distribuzione di energia elettrica, ottimizzando la gestione delle reti, nonché di assicurare l'efficienza dei sistemi di misura e di garantire il rispetto dei livelli di qualità del servizio tecnico.

si occupa dello sviluppo, della presenza e del coordinamento delle attività di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina, elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.

ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati. Inoltre, ha il compito di coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di *business* del Gruppo, con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale di Enel, di consolidare la gestione e integrazione delle attività estere (a eccezione dei mercati spagnolo, portoghese e latinoamericano e delle attività relative alle energie rinnovabili incluse nella Divisione Energie Rinnovabili), monitorando le opportunità di acquisizione che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e del gas.

ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione nel Gruppo in coerenza con le strategie di Enel.

sono supportate dalle aree "Capogruppo" e "Servizi e Altre attività" che operano con l'obiettivo di valorizzare le sinergie del Gruppo e di ottimizzare la gestione dei servizi a supporto del *core business*.

Nel Bilancio consolidato 2011 i risultati delle Divisioni sono, pertanto, presentati secondo l'attuale struttura e sono comparabili con i valori relativi all'esercizio 2010, tenuto conto degli effetti relativi al cambio di perimetro, analizzati in dettaglio nelle note di commento.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Paolo Andrea Colombo

**Amministratore
Delegato e Direttore
Generale**

Fulvio Conti

ConsiglieriAlessandro 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 effettiviCarlo 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 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, 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, 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 azionisti e *stakeholder*,

il panorama mondiale nel 2011 è stato caratterizzato da una persistente fase di incertezza economica e finanziaria che ha visto una crescita più contenuta nelle economie mature, tra cui i Paesi dell'Europa occidentale, e assai più vigorosa nelle economie dei Paesi emergenti dell'Europa dell'Est, dell'Asia e dell'America Latina.

Lo stesso settore energetico è stato investito da alcuni importanti eventi che hanno contribuito a un profondo cambiamento dello scenario di riferimento. Tra questi, lo tsunami che ha travolto la centrale nucleare di Fukushima Daiichi – a causa del terremoto che ha colpito il Giappone – sembra aver rallentato lo sviluppo di questa tecnologia nel mondo.

A seguito di tale avvenimento e del conseguente dibattito sulla sicurezza degli impianti nucleari, infatti, alcuni Paesi europei hanno deciso di rivedere la propria politica energetica. Per esempio, in Italia il referendum abrogativo dello scorso giugno ha segnato l'uscita del Paese e di Enel dal programma di sviluppo del nucleare.

A tali fattori si aggiungono gli eventi tumultuosi della cosiddetta "primavera araba" che, coinvolgendo anche la sponda mediterranea del continente africano, hanno evidenziato l'importanza della sicurezza delle forniture di energia primaria per i Paesi europei.

In questo turbolento scenario, Enel ha continuato a rappresentare una realtà internazionale affidabile, un Gruppo industriale credibile che da 50 anni accompagna lo sviluppo dell'Italia e di tanti altri Paesi.

Nel 2011, pur in un contesto così sfavorevole, abbiamo raggiunto gli obiettivi comunicati ai mercati finanziari registrando un margine operativo lordo di 17,7 miliardi di euro e un risultato netto di 4,1 miliardi di euro, grazie alla diversificazione geografica e a un *mix* di generazione equilibrato che impiega tutte le fonti energetiche e le migliori tecnologie a oggi a disposizione.

Abbiamo proseguito nel piano di riduzione del debito raggiungendo una posizione finanziaria netta pari a 44,6 miliardi di euro. Grazie al conseguimento di tali risultati, a fine 2011 il rapporto debito/margine operativo lordo si attesta a 2,5, in miglioramento rispetto al 2010 (2,6).

Resta quindi confermata la solidità patrimoniale del Gruppo grazie all'aumento dei flussi di cassa e ad azioni di efficientamento dei costi, snellimento dei processi e flessibilità operativa adottate durante tutto il 2011, che continueranno a portare i loro benefici anche nei prossimi anni.

I risultati ottenuti confermano la validità delle priorità strategiche del piano industriale:

- > consolidamento della posizione di *leadership* di mercato in Italia e Spagna nella generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica;
- > rafforzamento e sviluppo nel settore delle rinnovabili, in America Latina, Russia ed Europa dell'Est, al fine di diversificare il portafoglio impianti e crescere nei settori e nelle aree geografiche con più alto potenziale;
- > *leadership* nell'innovazione, dal miglioramento delle *performance* ambientali degli impianti alla tecnologia della cattura e sequestro della CO₂, dalle rinnovabili come il solare termodinamico allo sviluppo della mobilità elettrica e delle *smart grid*;
- > consolidamento, integrazione ed eccellenza operativa delle nostre attività attraverso il miglioramento continuo e la maggiore efficienza nella gestione dei processi;

> rigido controllo sul piano degli investimenti con applicazione di politiche *just in time*.

Questa strategia, insieme a una forte attenzione verso le comunità locali, una diffusa cultura della sicurezza e una trasparente politica di responsabilità sociale, come conferma l'ingresso di Enel nel *Global Compact LEAD* delle Nazioni Unite, ci ha consentito di continuare a creare valore per tutti gli *stakeholder*.

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

Divisione Mercato

Nel 2011 la Divisione Mercato ha proseguito la focalizzazione della strategia di vendita sui segmenti *mass market* ad alto valore, con un'intensa attività di acquisizione dei clienti, sia sul mercato elettrico sia sul gas.

Enel Energia ha servito nell'anno circa 7,1 milioni di clienti: 3,9 milioni nel settore elettrico e 3,2 nel gas, confermandosi il primo operatore in Italia nella fornitura di energia elettrica sul mercato libero, con una forte presenza anche in quello del gas naturale.

Nel mercato di maggior tutela, inoltre, Enel Servizio Elettrico ha fornito energia a 24,9 milioni di clienti, confermandosi principale operatore.

La Divisione ha conseguito un miglioramento dei risultati rispetto all'anno precedente, sia economici, concludendo il 2011 con un margine operativo lordo di 561 milioni di euro e un incremento di oltre il 16% rispetto al 2010, sia nella qualità del servizio al cliente, come conferma la presenza di Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico ai primi due posti della classifica dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG).

Si conferma la strategia volta a massimizzare il valore generato per il Gruppo e per il cliente attraverso l'eccellenza nella qualità e l'innovazione nell'offerta e nei canali commerciali.

Divisione Generazione ed Energy Management

Nel contesto di mercato 2011 caratterizzato da una domanda di energia elettrica debole e dal notevole incremento della capacità installata di impianti di produzione da fonte rinnovabile non programmabili, la Divisione Generazione ed Energy Management ha prodotto in Italia 67,2 TWh. Tale produzione, pari a circa il 23% del mercato italiano al netto delle importazioni, è risultata in leggera diminuzione rispetto all'anno precedente (-3,1%) per una minore produzione idroelettrica anche a seguito del deconsolidamento parziale degli asset di Hydro Dolomiti Enel e San Floriano Energy. La maggiore produzione a carbone, con il funzionamento a regime dell'impianto di Torrevaldaliga Nord a Civitavecchia, ha parzialmente compensato tale diminuzione.

Il margine operativo lordo del 2011, pari a 2.182 milioni di euro e in contrazione dell'8,8% rispetto al 2010, ha risentito del deterioramento del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas in Italia, oltre che dell'effetto della modifica del perimetro di consolidamento delle società idroelettriche prima citate.

In tale contesto, durante il 2011 è proseguito l'impegno di riduzione dei costi e di miglioramento della gestione del parco impianti, attraverso progetti volti ad aumentarne l'efficienza operativa, l'affidabilità e la sicurezza.

Divisione Ingegneria e Innovazione

Nel corso del 2011 la Divisione Ingegneria e Innovazione ha condotto numerosi progetti di ricerca e sviluppo e di realizzazione di impianti a supporto delle attività del Gruppo, conseguendo ricavi per circa 397 milioni di euro, in calo rispetto al 2010 per il completamento di alcuni importanti progetti,

tra i quali la riconversione a carbone pulito della centrale di Torrealvaldiga Nord a Civitavecchia e la consegna degli impianti E.ON di Algeciras (800 MW CCGT), Escatron (800 MW CCGT) e Ponte Nuevo (324 MW carbone) in Spagna.

In Italia, è stato avviato il progetto di copertura dei carbonili della centrale di Brindisi, con la prima applicazione su larga scala del progetto ZAP (*Zero Accident Project*) che vede l'utilizzo di tecnologie avanzate per massimizzare la sicurezza nei cantieri. È, inoltre, in fase di riprogrammazione il progetto di conversione a carbone pulito della centrale di Porto Tolle (Rovigo), tuttora in attesa di autorizzazione, e dell'annesso impianto di cattura, trasporto e stoccaggio della CO₂.

In Russia, è stato completato con successo l'impianto di Enel OGK-5 di Nevinnomysskaya (410 MW CCGT) e proseguono le attività relative alla realizzazione dei nuovi sistemi di evacuazione ceneri a secco e ambientalizzazione sulla centrale a carbone di Reftinskaya (3.800 MW).

Per quanto riguarda le attività in ambito nucleare in Italia, a seguito dell'evento di Fukushima e del referendum abrogativo di giugno che ha sancito l'abbandono di questa tecnologia per il Paese, il *know-how* accumulato durante lo sviluppo del programma nucleare italiano è stato messo al servizio delle analisi di *stress test* voluti dalla Commissione Europea sugli impianti del Gruppo. Con riferimento agli altri Paesi europei di presenza, proseguono le attività in Francia, nel *team* di progetto di Flamanville 3, e in Slovacchia, con la costruzione delle due unità dell'impianto nucleare di Mochovce 3&4. Il *team* di *Nuclear Safety Oversight* ha inoltre effettuato un attento controllo sugli aspetti di sicurezza degli impianti nucleari del Gruppo, sia in Slovacchia sia in Spagna, favorendo lo scambio di esperienze e il miglioramento continuo della sicurezza delle *performance*.

Nell'ambito della ricerca e sviluppo, proseguono le attività di perfezionamento dell'impianto solare termodinamico Archimede a Siracusa (5 MW) per il miglioramento delle prestazioni. Presso il laboratorio di ricerca di Livorno continuano i test delle principali tecnologie di accumulo dell'energia elettrica e della loro integrazione con le fonti rinnovabili. È stato inoltre avviato il progetto ENCIO, di cui Enel è capofila, per lo sviluppo di *know-how* su componenti e materiali per impianti a carbone ad alta efficienza (50%).

Nel corso del 2011, nell'ambito del progetto *e-mobility*, per la diffusione della mobilità elettrica in Italia, condotto in collaborazione con la Divisione Infrastrutture e Reti, sono stati consegnati circa 80 veicoli relativi al progetto pilota con Daimler-Mercedes.

Divisione Infrastrutture e Reti

I buoni risultati tecnico-economici della Divisione Infrastrutture e Reti, conseguiti nel 2011, confermano la *leadership* di Enel nel settore della distribuzione di energia, sia per quanto riguarda la qualità del servizio per i clienti finali sia per l'eccellenza operativa.

Nell'anno trascorso la Divisione ha conseguito un margine operativo lordo di 4.285 milioni di euro, in aumento di oltre il 12% rispetto al 2010.

La qualità del servizio è ulteriormente migliorata sia in termini di durata cumulata delle interruzioni per cliente, con 44 minuti medi rispetto ai 45 del 2010, sia per il numero delle interruzioni medie per cliente, con 3,8 interruzioni rispetto alle 4,2 del 2010. Valori che, ancora una volta, si confermano come riferimento a livello europeo per le reti di distribuzione di tale estensione.

Il 2011 è stato inoltre l'anno della forte crescita delle connessioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile – con circa 160.000 nuovi impianti allacciati per un totale di 10.000 MW –, circostanza che ha comportato un considerevole impegno di tutta la struttura territoriale; nonostante il quadruplicarsi della potenza connessa rispetto al 2010 e una forte concentrazione delle richieste di connessione in alcuni periodi dell'anno, dovuta all'evoluzione della normativa sugli incentivi, i lavori di allacciamento sono stati eseguiti nel totale rispetto dei tempi dettati dall'AEEG.

Il Telegestore, il sistema automatico Enel per la gestione dei contatori elettronici installati presso

tutti i clienti italiani, ha eseguito nel 2011 oltre 7 milioni di operazioni contrattuali e più di 400 milioni di letture da remoto. In Spagna, il progetto Cervantes per l'installazione dei contatori elettronici, avviato nel 2010, prosegue nel rispetto del piano e si concluderà nel 2015 con 13 milioni di nuovi contatori installati.

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 attuazione dei progetti pilota europei e li realizza con il contributo di importanti *partner* del settore. 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.

L'area di *business* Illuminazione Pubblica ha migliorato i già positivi risultati dell'anno precedente e ha consolidato, grazie al progetto Archilede e alla assegnazione della gara CONSIP, la sua posizione di *leadership* sia in Italia sia in Spagna nel settore dei nuovi sistemi di illuminazione stradale a LED (*Light Emitting Diode*).

La Divisione ha proseguito, anche nel corso del 2011, nello sviluppo dell'eccellenza operativa attraverso progetti di miglioramento sostenibile e di efficientamento di tutti i processi.

Divisione Iberia e America Latina

La Divisione, considerando le attività ordinarie a parità di perimetro, ha mantenuto il livello di margine operativo lordo degli ultimi anni, registrando un valore di 7.251 milioni di euro. Risultati importanti, peraltro raggiunti in un contesto economico – in particolare quello spagnolo – più difficile rispetto al 2010 e in presenza di alcuni eventi eccezionali dettagliati in seguito.

Al raggiungimento di questi significativi risultati hanno contribuito in modo determinante i progetti di efficientamento messi in atto dalla Divisione e le sinergie ottenute con il Gruppo, che assommano a 1.210 milioni di euro di risparmio annuali e ricorrenti di cassa, superando così, con un anno di anticipo, gli obiettivi prefissati.

Nella Spagna continentale, la domanda elettrica è diminuita dell'1,2% rispetto al 2010, a causa del rallentamento dell'economia. L'eliminazione dell'eccesso di offerta di gas sul mercato, l'aumento dei prezzi dei combustibili, la bassa idraulicità e la riduzione della produzione nucleare hanno causato gran parte dell'aumento dei prezzi dell'elettricità nel mercato *wholesale*, circa il 34% rispetto al 2010. Nel 2011 è stato anche avviato il processo di cartolarizzazione del *deficit* di tariffa elettrica e a fine anno sono stati cartolarizzati circa 9,8 miliardi di euro, che hanno comportato un'entrata di cassa per il Gruppo di 5.116 milioni di euro.

In Europa, il margine operativo lordo è stato di 3.994 milioni di euro, inferiore del 2,9% rispetto ai valori del 2010 considerando le attività ordinarie e a perimetro costante. Questa riduzione è dovuta alla crescente pressione competitiva nelle attività del mercato libero, parzialmente compensata da un aumento del margine operativo delle attività del mercato regolato grazie ai piani di efficienza e ai miglioramenti del quadro regolatorio.

In America Latina, la domanda elettrica dei Paesi in cui il Gruppo è presente ha registrato, rispetto al 2010, un aumento medio del 3,9%. Nel 2011 il margine operativo lordo della Divisione in tali Paesi è stato di 3.257 milioni di euro, in flessione del 4,5% rispetto ai valori 2010 a parità di perimetro. Questa riduzione è principalmente dovuta all'andamento sfavorevole dei tassi di cambio rispetto all'euro e alla rilevazione nel 2011 di un'imposta patrimoniale in Colombia. Al netto di questi effetti, il margine operativo lordo è infatti cresciuto dell'1,3% rispetto al 2010, una *performance* importante maturata in un contesto peraltro caratterizzato da eventi straordinari come la forte siccità in Cile, che ha comportato una riduzione della nostra produzione idroelettrica rispetto al 2010, già caratterizzato da una bassa idraulicità. Questa riduzione è stata compensata da una maggiore produzione termoelettrica.

Anche per quanto riguarda le attività di distribuzione elettrica i risultati del 2011 sono stati superiori a quelli dell'anno precedente grazie alla crescita organica, alla regolazione generalmente stabile e ai piani di efficientamento messi in atto.

Nel corso del 2011 sono proseguite le operazioni di cessione di asset non strategici in America Latina, come la vendita di CAM, società di servizi nel settore della distribuzione elettrica, e di Synapsis, società di servizi ICT, mantenendo all'interno del Gruppo le competenze core. Inoltre, è stato raggiunto l'accordo con Gas Natural per l'acquisizione di un portafoglio di circa 245.000 clienti a Madrid. Questa operazione, che sarà completata nel primo trimestre del 2012, è d'interesse strategico per consolidare la posizione della Divisione come secondo operatore nel mercato del gas in Spagna, con una quota del 18% nella commercializzazione, e per rinforzare l'attività di vendita di gas ed elettricità.

Funzione Upstream Gas

Nel corso del 2011 la Funzione Upstream Gas ha progredito nel perseguimento dell'obiettivo di Gruppo di realizzare un'integrazione verticale selettiva che aumenti la competitività, la sicurezza e la flessibilità degli approvvigionamenti strategici a copertura di un fabbisogno Enel di gas che, nel lungo termine, supererà i 30 miliardi di metri cubi tra Italia, Spagna, Russia e America Latina.

Il livello complessivo di riserve del portafoglio di Gruppo è aumentato del 18% raggiungendo 1,2 miliardi di barili di olio equivalente, grazie alle attività di esplorazione in Russia e in Italia e all'ingresso come *partner* di Petroceltic e Sonatrach nella licenza Isarene in Algeria, a dimostrazione della selettività e della potenzialità degli investimenti realizzati.

Lo sviluppo degli asset in portafoglio è proseguito nel 2011 in linea con i programmi. Sono state completate le attività di studio della licenza Isarene in Algeria e l'acquisizione e l'analisi sismica della licenza di South East Illizi in Algeria e della licenza nell'*off-shore* egiziano. Infine, procede lo sviluppo del campo di Samburgsky, in Russia, che consentirà a Enel di avviare nel 2012 la produzione di gas, attraverso la partecipata SeverEnergiya.

Divisione Internazionale

Nel 2011, in uno scenario economico globale ancora debole, la Divisione Internazionale ha raggiunto un margine operativo lordo di 1.642 milioni di euro, con un incremento dell'8% rispetto al 2010, grazie soprattutto alla continua attenzione al miglioramento della gestione operativa degli asset e al buon andamento dei mercati in cui opera.

In Slovacchia, nel 2011 Slovenské elektrárne ha conseguito un margine operativo lordo pari a 811 milioni di euro, con un incremento di quasi il 14% rispetto all'anno precedente. Significativi miglioramenti sono stati evidenziati nella disponibilità degli impianti nucleari, che ha raggiunto livelli pressoché in linea con i valori di riferimento del settore, nell'avanzamento dei lavori per la costruzione delle nuove unità 3 e 4 dell'impianto nucleare di Mochovce, unitamente a un'attenta politica di vendite a termine a copertura della produzione del 2012. La potenza efficiente netta installata in Slovacchia al 31 dicembre 2011 è pari a 5.401 MW e sarà ulteriormente incrementata tra il 2013 e il 2014 di 942 MW, grazie all'ingresso in servizio delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce.

In Russia, nel corso dell'anno, Enel OGK-5 ha ottenuto un margine operativo lordo di 348 milioni di euro, in crescita del 4,2% rispetto al 2010 grazie alle attività di integrazione e di efficientamento degli impianti, oltre che alla progressiva liberalizzazione del mercato elettrico nel Paese. Sono entrate in funzione le due nuove centrali CCGT da 410 MW ciascuno di Nevinomysskaya e Sredneuralska, mentre nella centrale a carbone di Reftinskaya sono proseguiti i lavori di ammodernamento e di

ambientalizzazione volti al raggiungimento dei più elevati *standard* di riferimento, con il supporto della Divisione Ingegneria e Innovazione.

La società di vendita RusEnergosbyt ha proseguito, anche attraverso l'acquisizione di nuovi grandi clienti, con l'attuazione del piano di espansione in nuove regioni e con la diversificazione del proprio portafoglio, con un margine operativo lordo di nostra competenza di 142 milioni di euro, in aumento di oltre il 43% rispetto al 2010.

In Romania, le tre società di distribuzione della Divisione hanno rispettato pienamente gli impegni d'investimento assunti con il Regolatore per un importo di circa 200 milioni di euro. La modernizzazione delle reti ha migliorato la qualità del servizio e ridotto le perdite, contribuendo a un margine operativo lordo pari a 205 milioni di euro, sostanzialmente in linea con l'anno precedente.

È stato inoltre raggiunto un importante accordo con il Ministero dei Trasporti locale per il pagamento di quota parte del credito vantato nei confronti delle ferrovie rumene.

In Francia, proseguendo l'ampliamento della propria piattaforma commerciale, Enel France ha venduto 11,4 TWh di energia elettrica, grazie principalmente ai contratti di *anticipated capacity* con EDF e alla partecipazione del Gruppo al progetto nucleare di Flamanville 3 con EDF, per una capacità complessiva di 1.200 MW. Enel France chiude l'anno con un margine operativo lordo pari a 65 milioni di euro, in incremento del 4,4%.

In Belgio, sono in fase conclusiva le attività di costruzione dell'impianto CCGT di Marcinelle, per il quale si prevede l'entrata in funzione nel primo trimestre del 2012.

Infine, in Bulgaria, nel corso del 2011, si è concluso il processo di cessione a terzi dell'impianto di Enel Maritza East 3.

Divisione Energie Rinnovabili

Nel 2011 Enel Green Power ha consolidato la sua posizione di *leadership* nel settore delle energie rinnovabili, con una produzione netta complessiva di 22,5 TWh a fronte di una potenza efficiente netta complessiva di 7.079 MW, nel rispetto di tutti gli impegni operativi ed economici del piano 2011-2015 comunicato al mercato.

La capacità addizionale è cresciuta organicamente nel corso dell'anno di oltre 880 MW e i ricavi totali ammontano a 2.539 milioni di euro. Il margine operativo lordo è stato pari a 1.585 milioni di euro, in aumento del 21% rispetto all'anno precedente.

La Società ha continuato a perseguire la crescita delle attività secondo un *mix* equilibrato, attento a tutte le principali tecnologie di generazione da fonte rinnovabile, rivolgendosi a quei mercati con maggiori potenzialità di crescita e più stabili.

Lo sviluppo si è concentrato in Italia, Europa, Nord America e America Latina. In Italia, sono entrati in esercizio, tra gli altri, l'impianto fotovoltaico di Adrano, in provincia di Catania, con una capacità installata di 9 MW, e il parco eolico di Portoscuso, in Sardegna, che con circa 90 MW complessivi è in grado di produrre 185 GWh l'anno rappresentando il più grande parco eolico in Italia.

Per quanto riguarda le attività in Europa, in Romania è proseguito il forte sviluppo della filiera eolica, grazie anche all'entrata in esercizio di quattro parchi, che hanno permesso di raggiungere una potenza installata di 269 MW, quattro volte superiore rispetto all'anno precedente. In Francia, è stata raggiunta una capacità installata totale di 166 MW, grazie alla realizzazione di tre parchi eolici (64 MW), mentre in Grecia sono entrati in funzione due nuovi impianti, nella regione della Macedonia, con una capacità installata di 43 MW, portando la capacità totale nel Paese a 191 MW. Nella penisola iberica sono entrati in esercizio quattro nuovi parchi eolici per un totale di circa 200 MW, che hanno permesso di raggiungere così una potenza installata totale di oltre 1.800 MW.

Negli Stati Uniti, la Divisione ha messo in esercizio l'impianto eolico di Caney River, in Kansas, con una capacità installata di 200 MW, e ha avviato la costruzione del parco eolico da 150 MW di Rocky

Ridge, in Oklahoma. È stato, inoltre, connesso in rete l'impianto fotovoltaico da 24 MW che integra la centrale geotermica di Stillwater da 33 MW: primo progetto di energia rinnovabile al mondo che unisce la capacità di generazione della geotermia a ciclo binario con la capacità di picco del solare. La capacità totale installata in Nord America si è così attestata a oltre 1.000 MW.

In Brasile, la Divisione si è aggiudicata tre progetti eolici nel nord-est del Paese per una capacità totale di 193 MW, nell'ambito della gara pubblica "New Energy". Questi si aggiungono ai 90 MW di progetti eolici che la Divisione si è già aggiudicata nel 2010 e ai 93 MW di capacità idroelettrica già operativi in Brasile.

Inoltre, nel corso del 2011, è stato avviato un programma di razionalizzazione societaria e di valorizzazione delle partecipazioni di minoranza ed è stata completata l'integrazione organizzativa di Enel Green Power España nonché la suddivisione degli asset di EUFER.

Enel Green Power ha altresì completato l'integrazione nella filiera del solare fotovoltaico. Tale obiettivo è stato raggiunto attraverso la produzione di pannelli fotovoltaici ad alta efficienza, con l'inaugurazione della fabbrica 3SUN – *joint venture* con Sharp e STMicroelectronics –, lo sviluppo di progetti nel solare, tramite la piena operatività di ESSE – *joint venture* con Sharp –, e nuove offerte sul segmento *retail*, con il riposizionamento strategico della controllata Enel.si.

Previsioni

Il quadro macroeconomico globale si presenta ancora molto incerto e, nelle economie mature europee, il ciclo economico non sembra presentare, al momento, segnali di ripresa, con previste contrazioni del PIL in Spagna e in Italia.

Nei Paesi emergenti dell'Europa dell'Est, in Russia e nei Paesi dell'America Latina, al contrario, si evidenziano *trend* positivi di consolidamento e sviluppo delle economie.

Il Gruppo proseguirà, quindi, il percorso di crescita intrapreso nei citati Paesi emergenti, nonché il proprio impegno nel settore delle fonti rinnovabili, con l'intento di rafforzare nello stesso il ruolo di *leader* a livello mondiale.

Si conferma, altresì, la ricerca e l'innovazione tecnologica tra le priorità strategiche per rendere più efficiente e responsabile il modo di produrre e consumare energia. Si continuerà a porre la massima attenzione alla qualità del servizio per i clienti finali e al valore dei rapporti con le comunità locali attraverso una trasparente politica di responsabilità sociale d'impresa.

Il Gruppo continuerà a realizzare programmi di efficienza operativa e a massimizzare le sinergie in tutti i Paesi in cui opera, oltre a seguire una rigorosa disciplina nelle scelte di investimento al fine di migliorare ulteriormente la propria posizione finanziaria consolidata.

In tale contesto, la diversificazione geografica e tecnologica raggiunta dal Gruppo, unitamente a un portafoglio ben equilibrato tra attività regolate e non regolate, potrà consentire di controbilanciare in grande misura l'impatto che la segnalata debolezza delle economie europee, in particolar modo in Italia e in Spagna, potrebbe avere sui risultati del Gruppo.

L'Amministratore Delegato
Fulvio Conti



Sintesi dei risultati



Dati economici

Milioni di euro

	2011	2010
Ricavi	79.514	73.377
Margine operativo lordo	17.717	17.480
Risultato operativo	11.366	11.258
Risultato netto del Gruppo e di terzi	5.358	5.673
Risultato netto del Gruppo	4.148	4.390
Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio (euro)	0,44	0,47

I ricavi del 2011 sono pari a 79.514 milioni di euro, con un incremento pari a 6.137 milioni di euro (+8,4%) rispetto al 2010. La variazione positiva è da riferire sostanzialmente ai maggiori ricavi da generazione e *trading* di energia elettrica e di combustibili, oltre che alla crescita dei ricavi da vendita di energia elettrica a clienti finali sui mercati liberi non domestici. Inoltre, i ricavi del 2011 includono i proventi (per complessivi 429 milioni di euro) derivanti dalla cessione di alcune partecipazioni e dalla rimisurazione a *fair value* delle attività e passività di talune società per le quali, a seguito di operazioni effettuate nel 2011, si sono modificati i requisiti relativi al controllo.

Il *margin operativo lordo* è pari a 17.717 milioni di euro. L'incremento rispetto al precedente esercizio, pari a 237 milioni di euro (+1,4%), risente, oltre che dei sopra citati proventi da cessione partecipazioni e rimisurazione a *fair value*, dell'incremento dei risultati delle Divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti, Internazionale ed Energie Rinnovabili, parzialmente compensato dalla riduzione del margine delle Divisioni Generazione ed Energy Management e Iberia e America Latina. Per tale ultima Divisione, la variazione del margine risente anche degli effetti derivanti dalle cessioni, perfezionate a fine 2010, delle attività relative alla rete di distribuzione del gas e alla rete di trasmissione dell'energia elettrica in Spagna, nonché della rilevazione nel 2011 dell'imposta patrimoniale prevista in Colombia.

Il *risultato operativo* ammonta a 11.366 milioni di euro, con un aumento dell'1,0% rispetto al 2010 (11.258 milioni di euro), a fronte di un incremento degli ammortamenti e perdite di valore per 129 milioni di euro.

Il *risultato netto del Gruppo* del 2011 ammonta a 4.148 milioni di euro rispetto ai 4.390 milioni di euro dell'eser-

cizio precedente (-5,5%). Tale riduzione è dovuta al maggior carico fiscale dell'esercizio (che risente anche dell'adeguamento della fiscalità corrente e differita rilevato a seguito della modifica intervenuta alla disciplina della c.d.

"Robin Hood Tax" in Italia), che ha più che compensato il miglioramento della gestione operativa e finanziaria del Gruppo.



Dati patrimoniali e finanziari

Milioni di euro

	2011	2010 restated ⁽¹⁾
Capitale investito netto	99.069	98.790
Indebitamento finanziario netto	44.629	44.924
Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	54.440	53.866
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio (euro)	4,13	4,04
Cash flow da attività operativa	11.713	11.725
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ⁽²⁾	7.484	7.090

(1) I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto del completamento del processo di Purchase Price Allocation relativamente alla business combination di SE Hydropower.

(2) Il dato non include 105 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011 (97 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Il capitale investito netto, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 323 milioni di euro, ammonta a 99.069 milioni di euro al 31 dicembre 2011 ed è coper-

to dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 54.440 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 44.629 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2011, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 0,82 (0,83 al 31 dicembre 2010).

L'indebitamento finanziario netto si attesta a 44.629 milioni di euro, registrando un decremento di 295 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. In particolare, i flussi di cassa generati dalla gestione operativa e dalle cessioni di taluni asset non strategici sono stati parzialmente compensati dagli investimenti effettuati nel periodo e dal pagamento dei dividendi.

Gli investimenti, pari a 7.484 milioni di euro nel 2011 (di cui 6.845 milioni di euro riferibili a immobili, impianti e macchinari), si incrementano di 394 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010.

Dati economici per area di attività

Milioni di euro	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Mercato	17.731	18.697	561	483	141	58
Generazione ed Energy Management	23.146	17.540	2.182	2.392	1.590	1.832
Ingegneria e Innovazione	397	608	12	14	9	10
Infrastrutture e Reti	7.460	7.427	4.285	3.813	3.347	2.911
Iberia e America Latina	32.647	31.263	7.251	7.896	4.057	4.643
Internazionale	7.715	6.360	1.642	1.520	1.062	903
Energie Rinnovabili	2.539	2.179	1.585	1.310	1.080	966
Capogruppo	762	679	(38)	(68)	(52)	(75)
Servizi e Altre attività	1.356	1.133	237	136	132	26
Elisioni e rettifiche	(14.239)	(12.509)	-	(16)	-	(16)
Totale	79.514	73.377	17.717	17.480	11.366	11.258

	Dipendenti (n.)		Investimenti (milioni di euro)	
	2011	2010	2011	2010
Mercato	3.745	3.823	90	62
Generazione ed Energy Management	6.334	6.601	432	648
Ingegneria e Innovazione	1.327	1.339	4	5
Infrastrutture e Reti	18.951	19.152	1.383	1.147
Iberia e America Latina	22.877 ⁽¹⁾	24.731 ⁽²⁾	2.491 ⁽⁵⁾	2.866 ⁽⁷⁾
Internazionale	13.779	14.876 ⁽³⁾	1.450 ⁽⁶⁾	1.210 ⁽⁸⁾
Energie Rinnovabili	3.229	2.955 ⁽⁴⁾	1.557	1.065 ⁽⁹⁾
Capogruppo	873	803	13	7
Servizi e Altre attività	4.245	4.033	64	80
Totale	75.360	78.313	7.484	7.090

- (1) Include 113 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
 (2) Include 1.809 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
 (3) Include 503 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
 (4) Include 12 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
 (5) Non include 101 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
 (6) Non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
 (7) Non include 76 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
 (8) Non include 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
 (9) Non include 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
	2011			2010		
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	79,0	214,9	293,9	81,6	208,6	290,2
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	246,0	189,0	435,0	247,0	184,6	431,6
Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	104,2	207,6	311,8	113,4	195,6	309,0
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	4,6	3,9	8,5	5,5	3,4	8,9
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.) ⁽²⁾	36.842	38.518	75.360	37.383	40.930	78.313

- (1) Escluse cessioni ai rivenditori.
 (2) Include 113 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011 (2.324 unità al 31 dicembre 2010).

L'energia netta prodotta da Enel nel 2011 aumenta di 3,7 TWh (+1,3%), a fronte dell'incremento della produzione realizzata all'estero (+6,3 TWh) e della contrazione della produzione sul territorio italiano (-2,6 TWh). In particolare, sia in Italia sia all'estero, si rileva un incremento della generazione da fonte termoelettrica e una contestuale riduzione nella generazione da fonte idroelettrica a seguito di condizioni di idraulicità meno favorevoli e, limitatamente all'estero, un decremento nella generazione da fonte nucleare, sostanzialmente dovuto ad alcuni fermi programmati degli impianti spagnoli.

L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel è pari a 435,0 TWh, con un incremento di 3,4 TWh (+0,8%), particolarmente concentrato in America Latina a fronte dell'aumento della domanda di energia elettrica in quest'area.

L'energia venduta da Enel registra un aumento di 2,8 TWh (+0,9%), con vendite complessive per 311,8 TWh; l'aumento è sostanzialmente riferibile ai maggiori quantitativi venduti all'estero (+12,0 TWh), parzialmente compensato dalle minori quantità vendute sul territorio italiano (-9,2 TWh) a seguito dell'apertura del mercato.

Le vendite di gas alla clientela finale ammontano nel 2011 a 8,5 miliardi di metri cubi, con un decremento delle vendite in Italia, solo parzialmente compensato da un incremento all'estero.

Al 31 dicembre 2011 i dipendenti sono pari a 75.360 unità (78.313 unità a fine 2010). Il decremento dell'esercizio, pari a 2.953 unità, è da riferire sostanzialmente alle cessioni di società effettuate nel corso dell'esercizio. Al 31 dicembre 2011 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono pari a 38.518 unità.

Indicatori di sostenibilità

	2011	2010	2011-2010	
Potenza efficiente netta certificata ISO 14001 (incidenza % sul totale)	91,2	82,7	8,5	10,3%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) ⁽¹⁾	39,7	39,3	0,4	1,0%
Emissioni specifiche di CO ₂ dalla produzione netta complessiva (gCO ₂ /kWh _{eq}) ⁽¹⁾	411	389	22	5,7%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	41,6	46,0	(4,4)	-9,6%
Indice di frequenza infortuni	2,4	2,8	(0,4)	-14,3%
Indice di gravità infortuni	0,11	0,13	(0,02)	-15,4%
Infortuni gravi e mortali Enel ⁽²⁾	12	25	(13)	-52,0%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici ⁽²⁾	46	61	(15)	-24,6%
Ore medie di formazione pro capite	44,7	36,3	8,4	23,1%
Violazioni accertate del Codice Etico ⁽³⁾	33	41	(8)	-19,5%

(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 2011 e, per maggiori dettagli, nel Rapporto Ambientale 2011.

(2) Per infortunio grave si intende un infortunio con prognosi riservata, non nota o superiore a 30 giorni.

(3) Nel corso del 2011 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2010; per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2010 è stato modificato rispetto al Bilancio di Sostenibilità del precedente esercizio da 39 a 41.

Il grado di copertura ISO 14001 è pari al 31 dicembre 2011 al 91,2% (+10,3%) della potenza efficiente netta complessiva; la variazione positiva riflette le nuove certificazioni di Enel OGK-5, di Enel Green Power Hellas e di alcuni impianti termoelettrici di Endesa in Spagna.

Nel 2011 il rendimento del parco termoelettrico è incrementato di circa l'1,0%, sostanzialmente a seguito dell'entrata in esercizio in Russia di due cicli combinati a gas.

L'incremento della emissione specifica di CO₂ è dovuto alla

maggiore incidenza, nel mix delle fonti produttive, della produzione da combustibili fossili e, in particolare, della produzione da carbone, rilevata essenzialmente a seguito della minore idraulicità del 2011 rispetto al 2010.

Gli indici di frequenza e di gravità degli infortuni si attestano rispettivamente a un valore di 2,4 e a un valore di 0,11, evidenziando rispettivamente una riduzione del 14,3% e del 15,4% rispetto al 2010; la variazione è riferibile alle costanti e intense attività di informazione, formazione e sen-

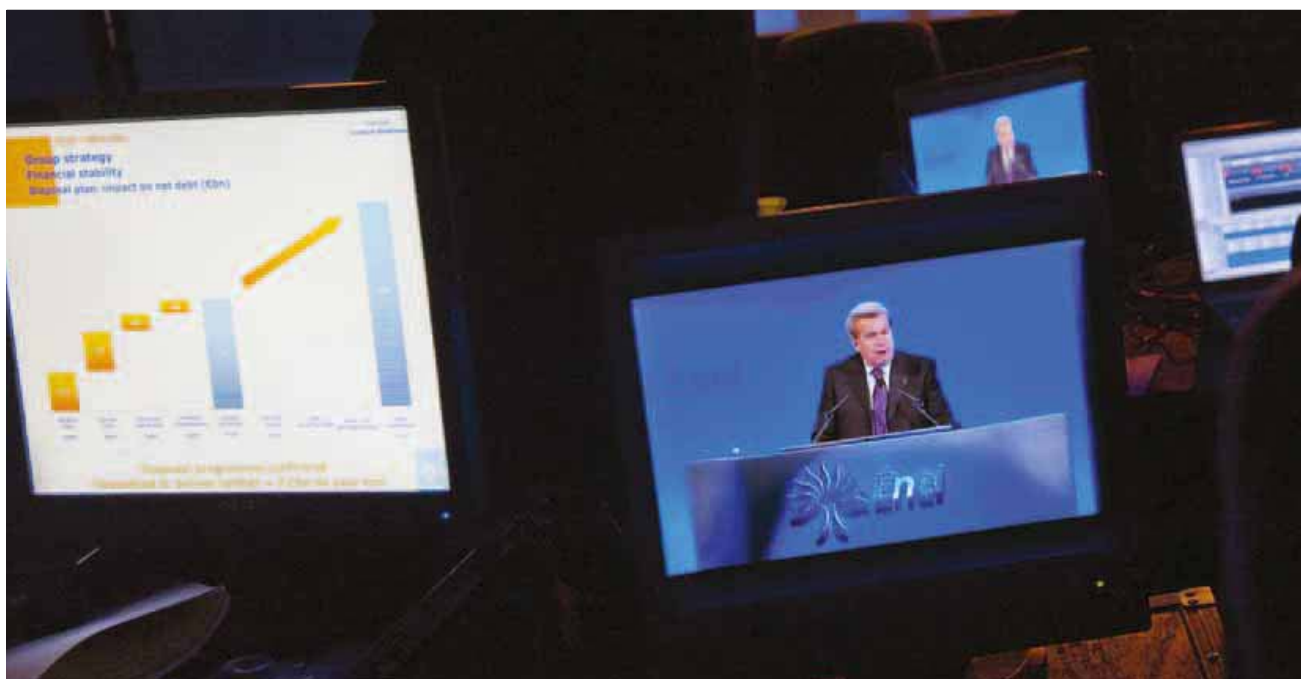
sibilizzazione realizzate in questi ultimi anni e ai costanti interventi condotti per il miglioramento degli *standard* di salute e sicurezza sul lavoro.

Gli infortuni gravi e mortali che hanno coinvolto il personale Enel registrano una riduzione del 52% rispetto al 2010. 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 24,6% rispetto al 2010 grazie al costante rafforzamento degli aspetti di salute e sicurezza sul lavoro in tutte le fasi del processo di appalto.

Il numero di ore medie di formazione *pro capite* si incrementa di 8,4, passando da 36,3 a 44,7 (+23,1%). L'incremento è generalizzato in tutti i Paesi, con crescita particolarmente significativa nelle Divisioni Energie Rinnovabili e Internazionale, dove la formazione è stata utilizzata come leva fondamentale di supporto alla ristrutturazione di alcuni processi e alla riduzione del numero di infortuni.

L'andamento delle segnalazioni ricevute e delle violazioni accertate del Codice Etico risulta essere sostanzialmente in linea con quanto riscontrato nel 2010.

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 principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel Bilancio consolidato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*. Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione

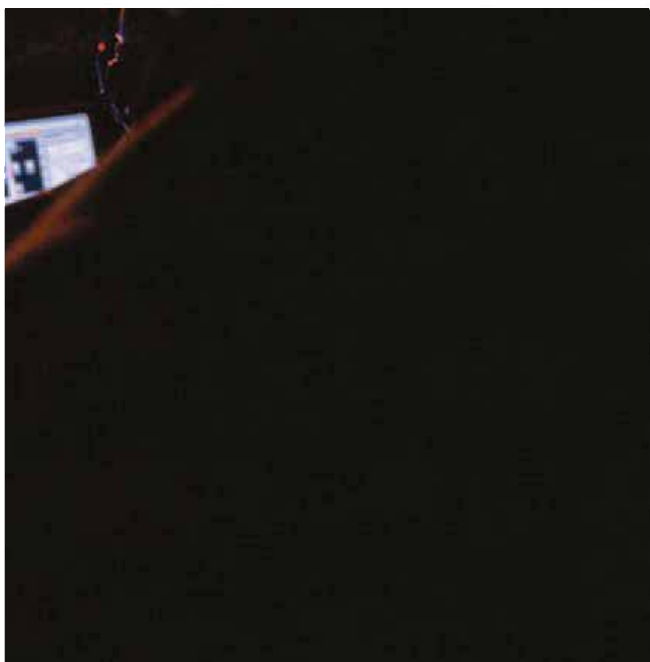
CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

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

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

> delle "Attività per imposte anticipate";

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



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

- > della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per anticipazioni di *factoring*", dei "Titoli", dei "Crediti finanziari e *cash collateral*", degli "Altri crediti finanziari";
- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

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

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

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferiti e dai "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale. Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

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

2010

- > acquisizione, in data 1° giugno 2010, del controllo di SE Hydropower, società attiva nella produzione di energia elettrica nella provincia di Bolzano, attraverso il conferimento nella stessa di taluni asset di generazione di Enel

Produzione. Il Gruppo, infatti, pur detenendo un'interessenza del 40%, consolida la società a partire dalla data di acquisizione con il metodo integrale a seguito di specifici patti parasociali che regolano la *governance* della società stessa. Secondo quanto stabilito da tali accordi, tra l'altro, il controllo resterà al Gruppo Enel fino all'approvazione del Bilancio dell'esercizio al 31 dicembre 2013, data a partire dalla quale è prevista l'entrata in vigore di alcune modifiche nell'assetto di *governance* della società, che determineranno il passaggio dal controllo esclusivo di Enel al controllo congiunto dei due

- soci. Per effetto di tale modifica al perimetro di consolidamento, intervenuta in corso d'anno, l'esercizio 2010 beneficiava degli effetti economici delle operazioni di SE Hydropower solo per gli ultimi sette mesi dell'esercizio. Dal punto di vista patrimoniale, invece, il Gruppo si era avvalso della facoltà, prevista dall'IFRS 3, di effettuare un'allocatione provvisoria del costo dell'aggregazione aziendale ai *fair value* delle attività acquisite e delle passività e passività potenziali assunte. Nel corso del 2011 il Gruppo ha perfezionato il suddetto processo di allocatione definitiva della *consideration* trasferita. Gli effetti di tale allocatione in via definitiva sono stati retrospettivamente rappresentati a partire dal 1° giugno 2010, secondo quanto previsto dall'IFRS 3;
- > cessione, in data 1° luglio 2010, del 50,01% del capitale di Endesa Hellas, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
 - > cessione, in data 17 dicembre 2010, dell'80% del capitale di Nubia 2000 (oggi Endesa Gas T&D), società titolare delle attività (acquisite in corso d'anno da Endesa Gas) nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna; nel perimetro della vendita è ricompresa una partecipazione del 35% in Gas Aragón, acquisita precedentemente da Nubia 2000 (oggi Endesa Gas T&D).

2011

- > cessione, in data 24 febbraio 2011, della società Compañía 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;
- > perdita del controllo 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, che stabilivano il passaggio a una situazione di controllo congiunto a partire dalla data di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2010. A seguito di tale evento, la società viene consolidata non più con il metodo integrale bensì con metodo propor-

zionale (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), 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, come più dettagliatamente esposto nel prosieguo del presente documento;
- > acquisizione, in data 9 giugno 2011, di un'ulteriore quota del 50% in Sociedade Térmica Portuguesa, per effetto della quale il Gruppo Enel ha acquisito il controllo esclusivo della società, rispetto alla preesistente situazione di controllo congiunto. Attraverso questa operazione la società Enel Green Power España è divenuta azionista unico della società portoghese attiva nella generazione da fonti rinnovabili;
- > 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 Nederland 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 società in questione;
- > acquisizione, in data 1° dicembre, del 33,33% di San Floriano Energy, società operante nella generazione idroelettrica, mediante conferimento in natura e per cassa effettuato da Enel Produzione. Per effetto di tale conferimento, il Gruppo Enel ha acquisito il controllo congiunto 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 il controllo congiunto sulla società assieme ad Electricité de France; a partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale.

Nello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2011 le voci "Attività possedute per la vendita" e "Passività possedute per la vendita" includono le attività e le relative passività riferite alle società Endesa Ireland e ad altre minori (tra cui

quelle della società WISCO) che, in base allo stato di avanzamento delle trattative per la loro cessione a terzi, ricadono nell'applicazione dell'IFRS 5. Pertanto, il decremento di tali

voci rispetto al 31 dicembre 2010 risente sostanzialmente delle sopra citate cessioni effettuate nel corso del 2011,

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010	
Totale ricavi	79.514	73.377	6.137	8,4%
Totale costi	62.069	56.177	5.892	10,5%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	272	280	(8)	-2,9%
MARGINE OPERATIVO LORDO	17.717	17.480	237	1,4%
Ammortamenti e perdite di valore	6.351	6.222	129	2,1%
RISULTATO OPERATIVO	11.366	11.258	108	1,0%
Proventi finanziari	2.693	2.576	117	4,5%
Oneri finanziari	5.717	5.774	(57)	-1,0%
Totale proventi/(oneri) finanziari	(3.024)	(3.198)	174	5,4%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	96	14	82	-
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	8.438	8.074	364	4,5%
Imposte	3.080	2.401	679	28,3%
RISULTATO DELLE CONTINUING OPERATIONS	5.358	5.673	(315)	-5,6%
RISULTATO DELLE DISCONTINUED OPERATIONS	-	-	-	-
RISULTATO NETTO (Gruppo e terzi)	5.358	5.673	(315)	-5,6%
Risultato netto delle interessenze di terzi	1.210	1.283	(73)	-5,7%
RISULTATO NETTO DEL GRUPPO	4.148	4.390	(242)	-5,5%

Ricavi

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	68.308	64.045	4.263
Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	3.624	3.574	50
Plusvalenze da cessione di attività	71	127	(56)
Rimisurazione a <i>fair value</i> a seguito di modifiche nel controllo	358	-	358
Altri servizi, vendite e proventi diversi	7.153	5.631	1.522
Totale	79.514	73.377	6.137

Ricavi per oltre
79 milioni
di euro

Nel 2011 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 68.308 milioni di euro, in crescita di 4.263 milioni di euro rispetto al 2010 (+6,7%). Tale incremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

> incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai

clienti finali per 125 milioni di euro, da riferire ai maggiori ricavi conseguiti sui mercati liberi (pari a 1.047 milioni di euro), che hanno più che compensato la diminuzione dei ricavi conseguiti sui mercati regolati (pari a 922 milioni di euro). In particolare, l'incremento delle quantità di energia elettrica venduta ai clienti finali in America Lati-

na, Russia e Francia, associato a un incremento dei prezzi medi di vendita in entrambe le aree, ha più che compensato la riduzione delle vendite nel mercato italiano;

- > incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 2.013 milioni di euro; nel dettaglio, tale effetto è connesso in massima parte alla crescita dei ricavi di vendita sulla Borsa dell'energia elettrica e alle maggiori vendite riferibili a contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione;
- > aumento di ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 1.861 milioni di euro;
- > decremento dei ricavi da trasporto di energia elettrica per 412 milioni di euro, riferibile essenzialmente ai minori proventi derivanti dal trasporto di energia per altri operatori (683 milioni di euro), che hanno più che compensato i maggiori ricavi relativi al trasporto di energia ai clienti finali del Gruppo (271 milioni di euro);
- > incremento dei ricavi per contributi ricevuti dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico e dagli altri organismi assimilati per 676 milioni di euro, da riferire sostanzialmente ai maggiori ricavi riconosciuti relativamente alla generazione nell'area extrapeninsulare spagnola.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** risultano in crescita di 50 milioni di euro (+1,4%) rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento risente dei maggiori prezzi medi di vendita, che ha più che compensato il decremento delle quantità vendute rispetto all'esercizio precedente a causa dei più bassi consumi conseguenti alla congiuntura economica nazionale.

Le **plusvalenze da cessione di attività** sono pari nel 2011 a 71 milioni di euro e accolgono i proventi derivanti dalla cessione a Gas Natural di parte degli asset di EUFER (44 milioni di euro), dalla cessione di Deval e Vallenergie (21 milioni di euro), dalla cessione della società spagnola Explotaciones Eólicas de Aldehuelas (18 milioni di euro), dalle cessioni di CAM e Synapsis (15 milioni di euro), dalla cessione delle società Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo (12 milioni di euro); a tali effetti si associa infine la plusvalenza derivante dalla cessione della quota degli asset costituenti il ramo di azienda che ha portato all'acquisizione (mediante controllo congiunto) della società San Floriano Energy (15 milio-

ni di euro). L'effetto positivo delle suddette plusvalenze è stato in parte compensato 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, detentrica delle attività di distribuzione di gas in Spagna, effettuata nel precedente esercizio e ricompresa nella medesima voce, il cui saldo ammontava nel 2010 a 127 milioni di euro.

I proventi da **rimisurazione a fair value a seguito di modifiche nel controllo** ammontano a 358 milioni di euro nel 2011 (non presenti nel 2010). Tali proventi sono 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 EUFER (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 2011 a 7.153 milioni di euro (5.631 milioni di euro nel 2010), evidenziando un aumento di 1.522 milioni di euro (+27,0%) rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è da collegare essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- > maggiori vendite di combustibili per *trading*, comprensive del servizio di *shipping*, per 546 milioni di euro, sostanzialmente connesse alle maggiori vendite di gas, conseguenti ai notevoli maggiori volumi intermediati;
- > crescita dei ricavi per vendita di beni per 523 milioni di euro, dovuta principalmente alle maggiori vendite di diritti di emissione di CO₂ e di certificati verdi;
- > maggiori ricavi connessi al sistema di *emission trading* per 173 milioni di euro, riconducibili al contributo attribuito nel 2011 (e relativo al 2010 e al 2011) dell'esercizio commerciale della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*;
- > maggiori ricavi, per 60 milioni di euro, relativi ai servizi di manutenzione sulla rete elettrica di alta tensione spagnola, ceduta nel dicembre 2010.

Costi

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Acquisto di energia elettrica	29.045	24.714	4.331
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	7.879	6.892	987
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	3.722	2.655	1.067
Materiali	2.400	2.321	79
Costo del personale	4.296	4.907	(611)
Servizi e godimento beni di terzi	14.295	13.503	792
Altri costi operativi	2.143	2.950	(807)
Costi capitalizzati	(1.711)	(1.765)	54
Totale	62.069	56.177	5.892

I costi per **acquisto di energia elettrica** si incrementano nel 2011 di 4.331 milioni di euro (+17,5%), per effetto essenzialmente della stipula di contratti bilaterali (3.076 milioni di euro), dell'incremento degli altri costi di acquisto di energia sui mercati domestici ed esteri (1.103 milioni di euro) connesso all'incremento della domanda, nonché ai maggiori acquisti effettuati sulla Borsa dell'energia elettrica, pari a 152 milioni di euro.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel 2011 sono pari a 7.879 milioni di euro, in aumento di 987 milioni di euro rispetto ai valori dell'esercizio precedente (+14,3%). Tale variazione positiva risente delle maggiori quantità utilizzate dalle società di generazione, in conseguenza dell'incremento della produzione termica convenzionale a discapito di quella da altre fonti, nonché della crescita dei prezzi medi di approvvigionamento.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano a 3.722 milioni di euro, in aumento di 1.067 milioni di euro (+40,2%) rispetto all'esercizio 2010. Tale incremento è riferibile sostanzialmente ai maggiori costi per l'attività di trading e all'aumento del prezzo del gas, quest'ultimo correlato al trend delle quotazioni dei prodotti petroliferi.

I costi per **materiali**, pari a 2.400 milioni di euro nel 2011, sono in crescita di 79 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010, principalmente per effetto dell'incremento dei costi di approvvigionamento di *European Union Allowances* e *Certified Emission Reductions*.

Il **costo del personale** nel 2011 è pari a 4.296 milioni di euro, in diminuzione di 611 milioni di euro (-12,5%) rispetto al precedente esercizio, con una contrazione dell'organico medio pari al 4,6%.

Escludendo l'effetto della variazione dell'area di consolidamento tra i due esercizi, di seguito citata, e l'incidenza degli oneri per il rinnovo contrattuale, il costo del lavoro nel 2011 è in diminuzione di 541 milioni di euro (-11,2%), a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al 2,4%. La diminuzione del costo del lavoro è essenzialmente conseguente alla conclusione del programma di incentivazione all'esodo (giunto a scadenza a dicembre 2011), nonché agli effetti positivi derivanti dall'accordo, perfezionato nel corso dell'esercizio, relativo alla eliminazione delle agevolazioni tariffarie ai dipendenti in servizio in Italia.

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2011 è pari a 75.360 dipendenti (78.313 al 31 dicembre 2010). L'organico del Gruppo nel corso del 2011 diminuisce di 2.953 risorse, oltre che per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-491 unità), anche per il decremento imputabile alla variazione di perimetro (-2.462 unità) connessa principalmente alle cessioni di CAM, Synapsis, Enel Operations Bulgaria ed Enel Maritza East 3 e, a partire dal mese di dicembre, delle società Deval e Vallenergie, nonché per il differente metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel. Le cessazioni dal servizio sono rappresentate principalmente da esodi consensuali incentivati.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2010 è pertanto sintetizzabile come di seguito evidenziato.

Consistenza al 31 dicembre 2010	78.313
Variazioni di perimetro	(2.462)
Assunzioni	4.230
Cessazioni	(4.721)
Consistenza al 31 dicembre 2011 ⁽¹⁾	75.360

(1) Include 113 risorse riferibili al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita".

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel 2011 ammontano a 14.295 milioni di euro, in crescita di 792 milioni di euro (+5,9%) rispetto all'esercizio 2010. Tale andamento è sostanzialmente correlato ai maggiori vettori passivi di energia elettrica (265 milioni di euro) conseguenti all'aumento degli oneri di sistema e ai maggiori costi per servizi connessi ai sistemi elettrici dei Paesi in cui il Gruppo opera (398 milioni di euro).

Gli **altri costi operativi** nell'esercizio 2011 ammontano a 2.143 milioni di euro, in diminuzione di 807 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-27,4%). In particolare, il decremento registrato è correlato in massima parte alla riduzione degli accantonamenti per rischi e oneri dell'anno, nonché ad alcune revisioni di stima relative ad accantonamenti effettuati negli esercizi precedenti. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla rilevazione dell'imposta patrimoniale registrata in Colombia a seguito della riforma tributaria entrata in vigore nel Paese latinoamericano con la legge n. 1430/2010.

Nell'esercizio 2011 i **costi capitalizzati** ammontano a 1.711 milioni di euro (1.765 milioni di euro nel 2010) e non presentano variazioni significative rispetto all'esercizio precedente.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono positivi per 272 milioni di euro nel 2011 (280 milioni di euro nell'esercizio precedente). In particolare, il risultato del 2011 si riferisce per 160 milioni di euro ai proventi netti realizzati nell'esercizio (342 milioni di euro di proventi netti nel 2010) e ai proventi netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine esercizio per 112 milioni di euro (62 milioni di euro di oneri netti nel 2010).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** sono pari a 6.351 milioni di euro, in crescita di 129 milioni di euro (+2,1%). Tale incremento è riferibile a maggiori ammortamenti e perdite di valore per 327 milioni di euro, i cui effetti sono parzialmente compensati dai minori adeguamenti netti

sul valore di crediti commerciali per 198 milioni di euro. In particolare, l'incremento degli ammortamenti è sostanzialmente correlato all'aumento della capacità installata degli impianti di generazione da fonti rinnovabili, mentre le maggiori perdite di valore si riferiscono sostanzialmente agli *impairment* rilevati sul valore delle reti di distribuzione elettrica in Argentina (pari a 153 milioni di euro) e sull'avviamento allocato alle *cash generating unit* Enel Green Power Hellas (pari a 70 milioni di euro) e Marcinelle Energie (26 milioni di euro).

Il **risultato operativo** dell'esercizio 2011 si attesta a 11.366 milioni di euro, con una crescita di 108 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+1,0%).

Gli **oneri finanziari netti** nell'esercizio 2011 sono pari a 3.024 milioni di euro, in diminuzione di 174 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, tale riduzione è sostanzialmente correlata:

- > al minor indebitamento finanziario netto medio che ha più che compensato l'effetto della volatilità generalizzata dei tassi di interesse sulla quota dell'indebitamento a tasso variabile non coperto da strumenti di *hedging*, per complessivi 74 milioni di euro;
- > all'adeguamento negativo, rilevato nel 2010 per 104 milioni di euro, sugli interessi relativi al *deficit* di sistema elettrico spagnolo peninsulare ed extrapeninsulare;
- > alla rilevazione nel 2011 degli interessi di mora su una sentenza favorevole emessa in Spagna relativamente a un contenzioso fiscale per 63 milioni di euro.

Tali effetti positivi sono stati in parte controbilanciati dai maggiori oneri finanziari rilevati a seguito delle cessioni di credito effettuate.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nell'esercizio 2011 è positiva per complessivi 96 milioni di euro, in aumento di 82 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito dei risultati positivi conseguiti dalle società collegate afferenti alla Divisione Energie Rinnovabili.

Le **imposte** dell'esercizio 2011 ammontano a 3.080 milioni di euro (2.401 milioni di euro nel 2010), con un'incidenza sul risultato ante imposte del 36,5% a fronte di un'incidenza del 29,7% nell'esercizio 2010. Tale andamento risente

dell'adeguamento della fiscalità corrente e differita, rilevato a seguito della modifica intervenuta alla disciplina della c.d. "Robin Hood Tax", per complessivi 225 milioni di euro.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 restated	2011-2010
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	101.570	99.504	2.066
- avviamento	18.342	18.470	(128)
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.085	1.033	52
- altre attività/(passività) non correnti nette	(365)	(639)	274
Totale	120.632	118.368	2.264
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	11.570	12.505	(935)
- rimanenze	3.148	2.803	345
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(1.823)	(1.889)	66
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.525)	(3.830)	(1.695)
- debiti commerciali	(12.931)	(12.373)	(558)
Totale	(5.561)	(2.784)	(2.777)
Capitale investito lordo	115.071	115.584	(513)
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.000)	(3.069)	69
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(13.325)	(14.345)	1.020
Totale	(16.325)	(17.414)	1.089
Attività nette possedute per la vendita	323	620	(297)
Capitale investito netto	99.069	98.790	279
Patrimonio netto complessivo	54.440	53.866	574
Indebitamento finanziario netto	44.629	44.924	(295)

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 dicembre 2011 a 101.570 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 2.066 milioni di euro. Tale aumento è originato essenzialmente dagli investimenti del periodo (7.484 milioni di euro) e dalla variazione positiva del perimetro di consolidamento (699 milioni di euro), al netto degli ammortamenti e delle perdite di valore (5.575 milioni di euro) e degli effetti negativi delle differenze cambio (889 milioni di euro).

L'*avviamento*, pari a 18.342 milioni di euro, registra un decremento netto rispetto al 31 dicembre 2010 pari a 128 milioni di euro. Tale variazione, oltre che degli effetti negativi derivanti dall'adeguamento al cambio corrente degli

avviamenti espressi in valute diverse dall'euro, risente delle perdite di valore rilevate sugli avviamenti associati alle *cash generating unit* Enel Green Power Hellas e Marcinelle Energie (per complessivi 96 milioni di euro). Si evidenzia, inoltre, che l'avviamento risultante dall'acquisizione di Endesa è allocato alla *cash generating unit* Endesa-penisola iberica è stato oggetto di una variazione in diminuzione per riflettere una più puntuale allocazione del prezzo. Tali decrementi sono parzialmente compensati dall'adeguamento di valore dei debiti essenzialmente associati all'esercizio delle *put option* su Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, i quali trovano esatta corrispondenza in un incremento dell'avviamento rilevato su tali acquisizioni.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono pari a 1.085 milioni di euro e non presentano variazioni significative rispetto al 31 dicembre 2010.

Le altre attività/(passività) non correnti nette al 31 dicembre 2011 sono negative per 365 milioni di euro, in aumento di 274 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. La variazione è imputabile ai seguenti fattori:

- > incremento, pari a 901 milioni di euro, del saldo tra attività e passività finanziarie non correnti, dovuto essenzialmente alle maggiori attività nette connesse a strumenti derivati (850 milioni di euro) e all'incremento delle attività finanziarie rilevate in relazione alle attività esercite in regime di concessione (122 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dalla variazione negativa rilevata nelle partecipazioni in altre imprese (43 milioni di euro), da attribuire sostanzialmente all'adeguamento della valutazione a *fair value* della partecipazione in Terna;
- > aumento del saldo negativo tra le altre attività e le altre passività non correnti per 627 milioni di euro, principalmente correlato all'incremento del saldo tra debiti e crediti diversi (729 milioni di euro). Tale variazione risente essenzialmente della riclassifica dalle altre attività non correnti ai crediti finanziari a lungo termine del credito vantato da Enel Distribuzione per il rimborso degli oneri straordinari relativi alla dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici. In particolare, tale diversa classificazione si è resa necessaria in coerenza con quanto previsto dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) n. 199/11, che stabilisce una nuova modalità di rimborso di detti oneri, non più basata sull'ordinario sistema perequativo, ma garantito annualmente dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico, su base forfettaria, lungo un arco temporale di 16 anni. Tale effetto è stato in parte compensato dalle minori passività operative differite (65 milioni di euro) e dall'incremento degli anticipi a fornitori (100 milioni di euro), relativi essenzialmente all'acconto versato da Enel Trade ai fornitori In Salah Gas e Sonatrach, in virtù delle clausole di *take or pay* previste nei contratti in essere con le stesse controparti.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 5.561 milioni di euro al 31 dicembre 2011, con un decremento di 2.777 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. La variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

- > decremento dei *crediti commerciali*, pari a 935 milioni

di euro, sostanzialmente dovuto ai minori crediti per vendita e trasporto di energia connessi ai diversi volumi delle operazioni di cessione *pro soluto* rispetto all'esercizio precedente;

- > crescita delle *rimanenze*, pari a 345 milioni di euro, prevalentemente riferibile alle giacenze di combustibili, di certificati verdi e di gas, il cui incremento è stato solo parzialmente compensato dalla diminuzione delle giacenze dei diritti di emissione di CO₂;
- > aumento dei *crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati*, pari a 66 milioni di euro, da attribuire ai maggiori crediti connessi all'applicazione dei meccanismi di perequazione;
- > diminuzione delle *altre attività correnti al netto delle rispettive passività* per 1.695 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
 - incremento di 291 milioni di euro dei debiti netti per imposte sul reddito; tale andamento è sostanzialmente correlabile alla rilevazione delle imposte correnti (al netto delle rettifiche degli esercizi precedenti), pari a 2.793 milioni di euro, i cui effetti sono parzialmente compensati dai pagamenti di imposte (in particolare degli acconti per l'anno 2012) per 2.371 milioni di euro;
 - maggiori passività correnti nette per 993 milioni di euro, sostanzialmente da riferire ai maggiori debiti tributari netti diversi dalle imposte correnti sul reddito per 200 milioni di euro, riferibili in massima parte all'Imposta sul Valore Aggiunto, ai maggiori debiti su operazioni di acquisizione di partecipazioni, correlati principalmente ai debiti associati all'esercizio delle *put option* su Marcinelle Energie, Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia (per complessivi 165 milioni di euro), ai maggiori debiti per depositi cauzionali da clienti per 167 milioni di euro, essenzialmente per effetto dell'applicazione della delibera dell'AEEG n. 191/09, che ha previsto una revisione in aumento dell'ammontare del deposito cauzionale (raddoppiato nei casi di morosità), e ai maggiori debiti per derivati esitati ma non ancora pagati per 162 milioni di euro;
 - maggiori passività finanziarie correnti nette per 411 milioni di euro, da riferire a maggiori derivati passivi correnti netti per 294 milioni di euro, nonché all'incremento dei debiti e ratei per interessi sui finanziamenti;
- > crescita dei *debiti commerciali*, pari a 558 milioni di euro, a seguito principalmente dell'aumento del debito verso il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per la

componente A3 destinata all'incentivazione delle fonti rinnovabili.

> decremento del TFR e degli altri benefici relativi al personale per 69 milioni di euro.

I **fondi diversi**, pari a 16.325 milioni di euro, sono in diminuzione di 1.089 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da ricondurre ai seguenti fattori:

- > aumento della passività per imposte differite nette di 175 milioni di euro, relativo principalmente alla quota rilevata a Conto economico al netto degli effetti delle differenze cambio relative alle passività nette delle società aventi valuta diversa dall'euro; tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'adeguamento della fiscalità differita anticipata netta a seguito dell'incremento dell'aliquota ed estensione nell'applicazione della "Robin Hood Tax" in Italia;
- > decremento dei fondi rischi e oneri per 1.195 milioni di euro, relativo a rilasci a Conto economico (al netto dei relativi accantonamenti) per 137 milioni di euro e a utilizzi e altri movimenti (inclusivi della variazione di perimetro) per 1.058 milioni di euro;

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 323 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (620 milioni di euro al 31 dicembre 2010), includono sostanzialmente talune attività detenute da Endesa in Irlanda che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività possedute per la vendita. La variazione rispetto al 31 dicembre 2010 è sostanzialmente conseguente alle cessioni effettuate nel corso del 2011.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011 è pari a 99.069 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 54.440 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 44.629 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2011, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,82 (0,83 al 31 dicembre 2010).

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 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	9.918	15.584	(5.666)
- obbligazioni	37.461	34.401	3.060
- <i>preference share</i>	180	1.474	(1.294)
- debiti verso altri finanziatori	1.144	981	163
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>48.703</i>	<i>52.440</i>	<i>(3.737)</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.576)	(2.567)	(1.009)
Indebitamento netto a lungo termine	45.127	49.873	(4.746)
Indebitamento a breve termine			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	6.894	949	5.945
- altri finanziamenti a breve verso banche	888	281	607
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>7.782</i>	<i>1.230</i>	<i>6.552</i>
Obbligazioni (quota a breve)	2.473	1.854	619
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	305	196	109
<i>Commercial paper</i>	<i>3.204</i>	<i>7.405</i>	<i>(4.201)</i>
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	650	343	307
Altri debiti finanziari a breve termine	57	180	(123)
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>6.689</i>	<i>9.978</i>	<i>(3.289)</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(5.632)	(9.290)	3.658
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(370)	(319)	(51)
Crediti finanziari - <i>cash collateral</i>	(1.076)	(718)	(358)
Altri crediti finanziari a breve termine	(824)	(571)	(253)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(7.067)	(5.259)	(1.808)
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(14.969)</i>	<i>(16.157)</i>	<i>1.188</i>
Indebitamento netto a breve termine	(498)	(4.949)	4.451
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	44.629	44.924	(295)
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	(1)	636	(637)

L'indebitamento finanziario netto è pari a 44.629 milioni di euro al 31 dicembre 2011, in diminuzione di 295 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra una diminuzione di 4.746 milioni di euro, quale saldo del decremento dell'indebitamento a lungo termine di 3.737 milioni di euro e dell'aumento dei crediti finanziari a lungo termine di 1.009 milioni di euro.

In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 9.918 milioni di euro, evidenziano una riduzione pari a 5.666 milioni di euro, dovuta principalmente ai rimborsi di Endesa, pari a 1.156 milioni di euro, alla riclassifica nelle quote di indebita-

mento in scadenza nel 2012 della quota del *Credit Facility*, pari a 1.933 milioni di euro, e ai rimborsi volontari del *Credit Facility* 2007 e 2009, pari a 3.000 milioni di euro, di cui:

- > 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
- > 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
- > 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016;

La linea di credito sindacata da 10 miliardi di euro a 5 anni, stipulata nel mese di aprile 2010 da Enel SpA e da Enel Finance International, risulta essere utilizzata per 1.000 mi-



lioni di euro al 31 dicembre 2011. Si segnala, inoltre, che nello stesso periodo le linee di credito bilaterali stipulate da Enel SpA e da Enel Finance International risultano utilizzate per 2.000 milioni di euro.

Le obbligazioni, pari a 37.461 milioni di euro, si incrementano di 3.060 milioni di euro rispetto a fine 2010 per effetto delle emissioni di *private placement* per un controvalore complessivo pari a 505 milioni di euro e, in data 12 luglio 2011 e 24 ottobre 2011, di prestiti obbligazionari *multi-tranche* destinati a investitori istituzionali per un totale di 4.000 milioni di euro, strutturati come segue:

- > 1.000 milioni di euro a tasso fisso 4,125% con scadenza 12 luglio 2017;
- > 750 milioni di euro a tasso fisso 5% con scadenza 12 luglio 2021;
- > 1.250 milioni di euro a tasso 4,625% con scadenza 24 giugno 2015;
- > 1.000 milioni di euro a tasso 5,750% con scadenza 24 ottobre 2018,

compensate dalla riclassifica (per complessivi 1.924 milioni di euro) nelle quote correnti di prestiti obbligazionari emessi da Enel SpA nel 2005, da Endesa Capital nel 2007 e da International Endesa BV nel 2004.

Si segnala inoltre che, nel corso del 2011, sono state rimborsate anticipatamente le *preference share* di Endesa, per un valore nozionale pari a 1.319 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a una posizione creditoria netta di 498 milioni di euro al 31 dicembre 2011, aumenta di 4.451 milioni di euro rispetto a fine 2010, quale risultante di un aumento nei debiti bancari a breve termine per 6.552 milioni di euro, della riduzione dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 3.289 milioni di euro e delle minori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 1.188 milioni di euro.

In particolare, l'incremento dell'indebitamento bancario a breve termine, per un importo pari a 6.552 milioni di euro rispetto a fine 2010, è principalmente dovuto all'effetto della sopracitata riclassifica nelle quote di indebitamento in scadenza nel 2012 del *Credit Facility* (1.933 milioni di euro) e all'utilizzo di linee di credito *committed* e *uncommitted* da parte di Enel SpA pari a 2.500 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 6.689 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, International Endesa, Endesa Capital e Sociedade Térmica Portuguesa

per 3.204 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 2.473 milioni di euro.

Si evidenzia, infine, che la consistenza dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività in contratti derivati *over the counter* su tassi, cambi e *commodity* risulta pari a 1.076 milioni di euro, mentre il valore dei *cash collateral* incassati dalle stesse controparti è pari a 650 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine, pari a 14.969 milioni di euro, si riducono di 1.188 milioni di euro rispetto a fine 2010. A riguardo, si evidenzia che il piano di cartolarizzazione avviato nel corso del 2011 da parte del Governo spagnolo per il rimborso del deficit tariffario ha determinato un incasso di circa 5.115 milioni di euro dei relativi crediti finanziari.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	5.342	4.289	1.053
Cash flow da attività operativa	11.713	11.725	(12)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(7.400)	(4.910)	(2.490)
Cash flow da attività di finanziamento	(2.509)	(5.976)	3.467
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(74)	214	(288)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio ⁽¹⁾	7.072	5.342	1.730

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.015 milioni di euro (5.164 milioni di euro al 31 dicembre 2010), "Titoli a breve" pari a 52 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (95 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti delle Attività possedute per la vendita" pari a 5 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (83 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Il *cash flow da attività operativa* nell'esercizio 2011 è pari a 11.713 milioni di euro e non presenta variazioni significative rispetto all'esercizio precedente. Nel dettaglio, il minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due esercizi a confronto, nonché la crescita del margine operativo lordo, sono stati sostanzialmente controbilanciati dall'effetto dei minori accantonamenti netti ai fondi sul risultato dell'esercizio.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* nell'esercizio 2011 ha assorbito liquidità per 7.400 milioni di euro, mentre nel 2010 ne aveva assorbita per complessivi 4.910 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 7.589 milioni di euro, si incrementano di 402 milioni di euro.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 153 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione di ulteriori quote di interesse in Ampla Energia e Serviços, Ampla Investimentos e Serviços ed Electrica Cabo Blanco (società già controllate dal Gruppo) e di ulteriori quote in Sociedad Eólica de Andalucía e Sociedade Térmica Portuguesa, che hanno consentito di acquisire il pieno controllo delle stesse. Gli inve-

stimenti in imprese dell'esercizio 2010, anch'essi espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, includevano essenzialmente gli effetti connessi all'acquisizione di alcune società operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Italia, all'acquisto della società Enel Longanesi Development, operante nel campo dell'estrazione di gas naturale in Italia, all'acquisizione della società Padoma Wind Power, specializzata nello sviluppo di impianti eolici in California, e ad alcune acquisizioni di società minori.

Le operazioni di cessione di imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato un flusso di 165 milioni di euro che è riferito essenzialmente alle cessioni di CAM e Synapsis in America Latina, alla cessione di Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo, alla cessione del 51% del capitale di Deval e Vallenergie, nonché alla cessione della società spagnola Explotaciones Eólicas de Aldehuelas. La stessa voce includeva nel 2010 il flusso di cassa generato dall'incasso del saldo dell'operazione di vendita del 51% del pacchetto azionario detenuto nella società russa SeverEnergia, dagli incassi dei corrispettivi per la vendita del 50,01% del capitale di Endesa Hellas, per la cessione dell'80% del capitale di Nubia 2000, società titolare delle attività (acquisite da Endesa Gas) nel

settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna, e dalla cessione delle reti di trasmissione di energia elettrica.

Il flusso di cassa generato dalle altre attività di investimento/disinvestimento nel 2011, pari a 177 milioni di euro, è essenzialmente correlato ai disinvestimenti del periodo, pari a 196 milioni di euro, solo parzialmente compensati dall'acquisto di ulteriori quote azionarie di CESI.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito liquidità per complessivi 2.509 milioni di euro, mentre aveva assorbito liquidità per 5.976 milioni di euro nell'esercizio precedente. Il flusso del 2011 risente sostanzialmente del fabbisogno connesso al pagamento dei dividendi per 3.517 milioni di euro, in parte compensato dalla variazione dei debiti finanziari netti per 1.059 milioni di euro. Nell'esercizio 2010 aveva invece beneficiato degli effetti positivi derivanti dalla cessione (senza perdita di controllo)

del 30,8% delle azioni di Enel Green Power, che erano stati compensati dalla variazione dei debiti finanziari netti e dal pagamento dei dividendi.

L'apporto del *cash flow da attività operativa* per 11.713 milioni di euro ha pertanto consentito di far fronte, nel corso del 2011, al fabbisogno finanziario generato dall'attività di finanziamento, pari a 2.509 milioni di euro, e dall'attività di investimento, pari a 7.400 milioni di euro. La differenza trova riscontro nell'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2011 risultano pari a 7.072 milioni di euro (incluse le disponibilità liquide delle "Attività nette possedute per la vendita", pari a 5 milioni di euro), a fronte di 5.342 milioni di euro di fine 2010 (di cui disponibilità liquide delle "Attività nette possedute per la vendita" pari a 83 milioni di euro). Tale incremento risente tuttavia degli effetti connessi alla variazione negativa dei cambi, pari a 74 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.

Risultati per area di attività del 2011 e del 2010

Risultati 2011 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	17.568	17.131	60	3.212	32.082	7.071	1.927	401	62	-	79.514
Ricavi intersettoriali	163	6.015	337	4.248	565	644	612	361	1.294	(14.239)	-
Totale ricavi	17.731	23.146	397	7.460	32.647	7.715	2.539	762	1.356	(14.239)	79.514
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	44	232	-	-	28	(22)	(10)	-	-	-	272
Margine operativo lordo	561	2.182	12	4.285	7.251	1.642	1.585	(38)	237	-	17.717
Ammortamenti e perdite di valore	420	592	3	938	3.194	580	505	14	105	-	6.351
Risultato operativo	141	1.590	9	3.347	4.057	1.062	1.080	(52)	132	-	11.366
Investimenti	90	432	4	1.383	2.491 ⁽²⁾	1.450 ⁽³⁾	1.557	13	64	-	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) Il dato non include 101 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2010 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	18.499	12.173	106	2.991	31.022	6.203	1.934	358	102	(11)	73.377
Ricavi intersettoriali	198	5.367	502	4.436	241	157	245	321	1.031	(12.498)	-
Totale ricavi	18.697	17.540	608	7.427	31.263	6.360	2.179	679	1.133	(12.509)	73.377
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(587)	788	-	-	28	(29)	89	(9)	-	-	280
Margine operativo lordo	483	2.392	14	3.813	7.896	1.520	1.310	(68)	136	(16)	17.480
Ammortamenti e perdite di valore	425	560	4	902	3.253	617	344	7	110	-	6.222
Risultato operativo	58	1.832	10	2.911	4.643	903	966	(75)	26	(16)	11.258
Investimenti	62	648	5	1.147	2.866 ⁽²⁾	1.210 ⁽³⁾	1.065 ⁽⁴⁾	7	80	-	7.090

(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 76 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Il dato non include 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

1

Mercato

Alla Divisione Mercato sono demandate le attività commerciali con l'obiettivo di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi per il mercato finale dell'energia elettrica e del gas. Tali attività sono espletate da:

- > Enel Servizio Elettrico per la vendita di energia elettrica sul mercato regolato;
- > Enel Energia per la vendita di energia elettrica sul mer-

cato libero e sul mercato di salvaguardia e per la vendita di gas naturale alla clientela finale.

La Divisione include, fino alla data della cessione (30 novembre 2011), i dati relativi a Vallenergie, società che serviva i clienti nel mercato di maggior tutela della Regione Valle d'Aosta.

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	2011	2010	2011-2010	
Mercato libero:				
- clienti <i>mass market</i>	27.629	27.494	135	0,5%
- clienti <i>business</i> ⁽¹⁾	10.555	13.210	(2.655)	-20,1%
- clienti in regime di salvaguardia	1.999	4.505	(2.506)	-55,6%
Totale mercato libero	40.183	45.209	(5.026)	-11,1%
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	63.565	67.763	(4.198)	-6,2%
TOTALE	103.748	112.972	(9.224)	-8,2%

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

Numero medio clienti	2011	2010	2011-2010	
Mercato libero:				
- clienti <i>mass market</i>	3.785.461	3.054.793	730.668	23,9%
- clienti <i>business</i> ⁽¹⁾	48.894	58.082	(9.188)	-15,8%
- clienti in regime di salvaguardia	38.383	78.408	(40.025)	-51,0%
Totale mercato libero	3.872.738	3.191.283	681.455	21,4%
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	24.998.901	26.171.196	(1.172.295)	-4,5%
TOTALE	28.871.639	29.362.479	(490.840)	-1,7%

(1) Forniture a clienti "large" ed energivori.

L'energia venduta nel 2011 è pari a 103.748 milioni di kWh, in diminuzione di 9.224 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. In particolare, il decremento rilevato nel mercato libero è da ricondurre alla diversa politica commerciale perseguita, con riduzione dei volumi venduti

ai clienti *business* e *focus* sulla vendita di energia ai clienti *mass market*. Il calo delle vendite sul mercato regolato è connesso alla riduzione della base clienti per il passaggio al mercato libero.

Clienti e vendite di gas

	2011	2010	2011-2010	
Vendita di gas (milioni di m³)				
- clienti <i>mass market</i> ⁽¹⁾	3.419	3.718	(299)	-8,0%
- clienti <i>business</i>	1.162	1.785	(623)	-34,9%
Totale vendite	4.581	5.503	(922)	-16,8%
Numero medio clienti	3.150.968	2.902.739	248.229	8,6%

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nel 2011 è pari a 4.581 milioni di metri cubi, in diminuzione di 922 milioni di metri cubi rispetto all'esercizio precedente.

Al 31 dicembre 2011 i clienti serviti sono pari a circa 3,1 milioni, in crescita di circa 250.000 unità rispetto al 31 dicembre 2010.

Risultati economici

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Ricavi	17.731	18.697	(966)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	44	(587)	631
Margine operativo lordo	561	483	78
Risultato operativo	141	58	83
Dipendenti a fine esercizio (n.)	3.745	3.823	(78)
Investimenti	90	62	28

I **ricavi** del 2011 ammontano a 17.731 milioni di euro, in diminuzione di 966 milioni di euro rispetto al 2010 (-5,2%) in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 286 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al decremento delle quantità vendute (-5,0 TWh);
- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 129 milioni di euro a seguito delle minori quantità vendute sul mercato di maggior tutela (-4,2 TWh), nonché del decremento dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione. A tali effetti si aggiunge la rilevazione di partite pregresse negative per 185 milioni di euro, connesse prevalentemente alla remunerazione riconosciuta nel 2010 da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), agli esercenti la salvaguardia, per la copertura dei rischi di esigibilità dei crediti maturati;
- > minori ricavi sul mercato del gas naturale per 70 milioni di euro, prevalentemente correlabili alle minori quantità vendute (-922 milioni di metri cubi), cui si aggiunge l'effetto negativo di partite pregresse relative a revisioni di stime sulle vendite effettuate negli esercizi precedenti;
- > minori contributi di allacciamento per 56 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** del 2011 si attesta a 561 milioni di euro, in aumento di 78 milioni di euro rispetto al 2010. Tale incremento è imputabile:

- > all'incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 166 milioni di euro, sostanzialmente dovuto all'incremento relativo al mercato dell'energia elettrica per 239 milioni di euro (da riferire prevalentemente alla migliore marginalità del portafoglio, che ha più che controbilanciato il decremento delle quantità vendute (-5,0 TWh)), solo parzialmente compensato dal decremento del margine sul mercato del gas naturale per 70 milioni di euro (a seguito principalmente delle minori quantità vendute, nonché dell'effetto negativo delle partite pregresse);
- > al decremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 88 milioni di euro, sostanzialmente connesso:
 - a un decremento del margine energia per 24 milioni di euro, prevalentemente riferibile alla diminuzione del numero medio di clienti in regime di maggior tutela a seguito dell'apertura del mercato;
 - alla rilevazione di partite pregresse negative per 152 milioni di euro, riferite sostanzialmente all'adeguamento

mento da parte dell'AEEG del riconoscimento dei ricavi a copertura dei rischi di esigibilità dei crediti sul mercato di salvaguardia;

- ai minori costi operativi per 88 milioni di euro, prevalentemente relativi a minori oneri per incentivi all'esodo, all'effetto positivo derivante dall'accordo, perfezionato nel 2011, relativo all'eliminazione delle agevolazioni tariffarie ai dipendenti in servizio in Italia, ai minori accantonamenti al fondo rischi e oneri, nonché alla rilevazione nel 2010 della sopravvenienza passiva, pari a 12 milioni di euro, relativa alla sanzione pecuniaria irrogata dall'AEEG con delibera n. 66/07.

Il **risultato operativo** del 2011, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 420 milioni di euro (425 milioni di euro nel 2010), è pari a 141 milioni di euro, in aumento di 83 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento risulta in linea con quello del margine operativo lordo.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 90 milioni di euro, registrando un incremento di 28 milioni di euro rispetto al 2010.

2 Generazione ed Energy Management

La Divisione opera nei settori dell'energia elettrica e dei prodotti energetici. Le principali attività espletate dalla Divisione Generazione ed Energy Management risultano così articolate:

> produzione e vendita di energia elettrica:

- generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione, Hydro Dolomiti Enel, SE Hydropower, San Floriano Energy ed ENergy Hydro Piave;
- *trading* sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, Enel Trade Romania, Enel Trade Croatia ed Enel Trade Serbia;

> approvvigionamento e vendita di prodotti energetici, tramite Enel Trade:

- approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo;
- vendita di gas naturale a clienti "distributori";

> sviluppo di:

- progetti di impianti di generazione da fonte nucleare, tramite Sviluppo Nucleare Italia;
- progetti di estrazione di gas naturale, tramite Enel Longanesi Development;
- impianti di rigassificazione e stoccaggio di gas naturale, tramite Nuove Energie ed Enel Stoccaggi.

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2011	2010	2011-2010	
Termoelettrica	50.708	47.744	2.964	6,2%
Idroelettrica	16.480	21.633	(5.153)	-23,8%
Altre fonti	9	5	4	80,0%
Totale produzione netta	67.197	69.382	(2.185)	-3,1%

Nel 2011 la produzione netta di energia è pari a 67.197 milioni di kWh, con un decremento del 3,1% rispetto al 2010. La riduzione della produzione idroelettrica nel 2011, pari a 5.153 milioni di kWh, riconducibile sia alla minore idraulicità del periodo (rilevata anche a livello nazionale) sia all'effetto della variazione del metodo di consoli-

damento di Hydro Dolomiti Enel (-1.462 milioni di kWh), è stata solo in parte compensata dalla maggiore produzione termoelettrica nello stesso periodo, pari a 2.964 milioni di kWh, grazie anche al contributo del nuovo impianto a carbone di Torrevadalinga Nord.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2011		2010		2011-2010	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	753	1,4%	754	1,5%	(1)	-0,1%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	311	0,6%	877	1,7%	(566)	-64,5%
Totale olio combustibile	1.064	2,0%	1.631	3,2%	(567)	-34,8%
Gas naturale	18.771	34,8%	20.172	39,7%	(1.401)	-6,9%
Carbone	33.578	62,2%	28.592	56,2%	4.986	17,4%
Altri combustibili	538	1,0%	467	0,9%	71	15,2%
TOTALE	53.951	100,0%	50.862	100,0%	3.089	6,1%

La produzione termoelettrica lorda del 2011 si attesta a 53.951 milioni di kWh, registrando un incremento del 6,1% rispetto al 2010. L'aumento ha riguardato in particolare la produzione da carbone (+17,4%), da riferirsi principalmente al maggior funzionamento dell'impianto di Torrevaldaliga Nord. Tale incremento è stato parzialmen-

te compensato dalla riduzione della produzione da olio combustibile (-34,8%), dovuta a uno sfavorevole scenario dei prezzi dei combustibili che ha reso non competitivo l'utilizzo di tale materia prima, nonché dalla minore produzione da gas naturale (-6,9%).

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Impianti termoelettrici ⁽¹⁾	24.790	24.798	(8)
Impianti idroelettrici	12.136	12.908	(772)
Impianti con fonti alternative ⁽²⁾	41	41	-
Totale	36.967	37.747	(780)

(1) Di cui 1.574 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (1.551 MW al 31 dicembre 2010).

(2) Di cui 35 MW indisponibili per attività di trasformazione (analogo valore al 31 dicembre 2010).

Risultati economici

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Ricavi	23.146	17.540	5.606
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	232	788	(556)
<i>Margine operativo lordo</i>	<i>2.182</i>	<i>2.392</i>	<i>(210)</i>
Risultato operativo	1.590	1.832	(242)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	6.334	6.601	(267)
Investimenti	432	648	(216)

I ricavi del 2011 ammontano a 23.146 milioni di euro, in aumento di 5.606 milioni di euro (+32,0%) rispetto al 2010; la variazione è sostanzialmente riconducibile ai seguenti fattori:

- > maggiori ricavi per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 2.561 milioni di euro, connessi essenzialmente alle maggiori quantità vendute (+43,6 TWh), e maggiori ricavi per *trading* di combustibili pari a 389 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili a vendite di gas naturale (375 milioni di euro);
- > maggiori ricavi da vendite di energia elettrica per 916 milioni di euro, prevalentemente da riferire ai maggiori ricavi verso rivenditori operanti sul mercato nazionale (+493 milioni di euro), all'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica (+2,2 TWh) destinata alle altre Divisioni del Gruppo (+269 milioni di euro), in particolare alle Divisioni estere, le cui maggiori attività hanno più che compensato la contrazione delle vendite in Italia alla Divisione Mercato, nonché a maggiori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 91 milioni di euro, riferibili prevalentemente all'incremento dei prezzi medi di vendita, solo parzialmente compensati dalle minori quantità vendute (-0,5 TWh);
- > maggiori ricavi per diritti di emissione CO₂ (*Certified Emission Reductions*) per 1.180 milioni di euro (di cui 354 milioni di euro verso la Divisione Iberia e America Latina) e per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Energetici per 167 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per 173 milioni di euro, riconducibili al contributo attribuito nel 2011 (e relativo al 2010 e al 2011) relativamente all'esercizio commerciale della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*. Tali ricavi risultano determinati in parte (101 milioni di euro) dall'AEEG con le delibere ARG/elt n. 38/11 e n. 111/11 e in parte (102 milioni di euro) dal Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE. Nel 2010 tali ricavi, pari a 30 milioni di euro, erano riferiti alle quote di diritti di emissione spettanti per l'anno 2009;
- > maggiori ricavi per 64 milioni di euro relativi ai corrispettivi previsti dalle delibere dell'AEEG per le operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica. In particolare, tali ricavi sono relativi principalmente alla remunerazione per la *capacity payment*, ai diritti per l'utilizzo della capacità di trasporto, nonché ai ricavi per la copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema;
- > maggiori proventi per 237 milioni di euro relativi all'ade-

guamento al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel, nella misura corrispondente alla quota di partecipazione del Gruppo nella società, conseguente alla perdita del controllo della stessa avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di *governance*;

- > rilevazione della plusvalenza, pari a 15 milioni di euro, relativa all'acquisizione della partecipazione in San Floriano Energy a seguito della cessione del ramo di attività.

Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati dai minori ricavi dovuti all'effetto del cambio del metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel (-122 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** del 2011 si attesta a 2.182 milioni di euro, in diminuzione di 210 milioni di euro (-8,8%) rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente; se si esclude da tale variazione il provento derivante dal citato adeguamento al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel per 237 milioni di euro, il margine operativo lordo risulta in diminuzione di 447 milioni di euro. Tale decremento è riconducibile:

- > alla riduzione del margine di generazione (-444 milioni di euro), riferibile essenzialmente al minor margine unitario e alla minore idraulicità, tali effetti sono parzialmente compensati dalla rilevazione dei ricavi sopra citati relativi all'esercizio della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*, nonché dai maggiori ricavi per certificati verdi per 109 milioni di euro;
- > al decremento del margine da vendita e *trading* di gas naturale (-84 milioni di euro), dovuto sostanzialmente alla contrazione dei prezzi di vendita sia sul mercato *business* (per l'aumentata pressione competitiva) sia sul mercato *mass market* (a seguito della delibera ARG/gas n. 89/10);
- > all'effetto del cambio del metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel (-90 milioni di euro);
- > ai minori accantonamenti al fondo rischi e oneri per 156 milioni di euro, connessi sostanzialmente alla rilevazione nel 2010 di oneri relativi al rischio di obbligazioni connesse a contratti di fornitura;
- > alla rilevazione nel quarto trimestre 2011 della plusvalenza derivante dalla cessione della quota degli asset costituenti il ramo di azienda che ha portato all'acquisizione (mediante controllo congiunto) della società San Floriano Energy (15 milioni di euro).

Il **risultato operativo** si attesta a 1.590 milioni di euro (1.832 milioni di euro nel 2010), tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 32 milioni di euro, sostanzialmente riconducibili al ripristino di valore

di taluni crediti commerciali rilevato nel 2010, nonché ai maggiori ammortamenti connessi al completamento del processo di *Purchase Price Allocation* relativo a SE Hydro-power.

Investimenti

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	285	519	(234)
- idroelettrici	119	89	30
- con fonti energetiche alternative	11	10	1
Totale impianti di produzione	415	618	(203)
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	17	30	(13)
TOTALE	432	648	(216)

Gli **investimenti** ammontano a 432 milioni di euro, di cui 415 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del 2011 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 285 milioni di euro, tra cui il completamento della riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 42 milioni di euro e di

verse attività presso l'impianto di Brindisi per complessivi 28 milioni di euro. Gli investimenti sugli impianti idroelettrici sono relativi a interventi di rifacimento/potenziamento di impianti esistenti (tra cui l'attività di risanamento della diga di Ancipa e il rinnovamento delle centrali di Lemie, Fucine e Soverzene).

3 Ingegneria e Innovazione

La Divisione 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 assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati. Inoltre, ha il compito

di coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di *business* del Gruppo, con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

Risultati economici

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Ricavi	397	608	(211)
<i>Margine operativo lordo</i>	<i>12</i>	<i>14</i>	<i>(2)</i>
Risultato operativo	9	10	(1)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	1.327	1.339	(12)
Investimenti	4	5	(1)

I **ricavi** del 2011 ammontano a 397 milioni di euro, in calo di 211 milioni di euro (-34,7%) rispetto all'esercizio pre-

cedente. Il decremento è da ricondursi essenzialmente a:
> minori attività di sviluppo e realizzazione di impianti

nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per complessivi 167 milioni di euro, prevalentemente riferibili allo stato di avanzamento dei lavori relativi alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord;

- > minori attività svolte nei confronti di E.ON España per 43 milioni di euro, per effetto del completamento di alcune attività finalizzate allo sviluppo delle centrali termoelettriche spagnole;
- > minori attività di sviluppo e realizzazione di impianti nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 24 milioni di euro, connesse alle minori attività in Belgio (25 milioni di euro) e in Grecia (23 milioni di euro), solo parzialmente compensate dalle maggiori

attività in Slovacchia (17 milioni di euro), riguardanti l'ammodernamento dell'impianto nucleare di Mochovce 3&4, e in Russia (7 milioni di euro), per l'avvio dell'impianto di Nevinnomysskaya.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 12 milioni di euro nel 2011, con un decremento, pari a 2 milioni di euro, che riflette la diversa marginalità delle attività effettuate nei due periodi a confronto.

Il **risultato operativo** ammonta a 9 milioni di euro nel 2011, con un decremento, pari a 1 milione di euro, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

4 Infrastrutture e Reti

Alla Divisione Infrastrutture e Reti è prevalentemente demandata la gestione delle reti di distribuzione di energia elettrica. Le attività sono sostanzialmente espletate da:

- > Enel Distribuzione per la distribuzione di energia elettrica;

- > Enel Sole per l'illuminazione pubblica e artistica.

La Divisione includeva, fino alla data della cessione (30 novembre 2011), i dati relativi a Deval, società che distribuisce energia elettrica nel territorio della Regione Valle d'Aosta.

Dati operativi

Rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2011	2010	2011-2010
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	-	57	(57)
Linee media tensione a fine esercizio (km)	345.586	344.029	1.557
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	767.341	765.024	2.317
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	1.112.927	1.109.110	3.817
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) ⁽¹⁾	246.037	246.997	(960)

(1) Il dato del 2010 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate e include la rete di distribuzione di Deval.

La consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica nel 2011 registra un incremento di 3.817 km, dovuto essenzialmente al forte incremento delle connessioni dei produttori alle reti di distribuzione, il cui numero è più che raddoppiato rispetto al 2010 (nel 2011 sono state realizzate circa 161.000 connessioni per oltre 10.000 MW). Tale incremento

risulta parzialmente compensato dalla cessione di Deval.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia del 2011 si attesta a 246.037 milioni di kWh e mostra un andamento sostanzialmente in linea (-0,4%) con il valore registrato nel periodo precedente (+0,3% a parità di perimetro, al netto dell'energia distribuita sulla rete di Bolzano ceduta a terzi).

Risultati economici

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Ricavi	7.460	7.427	33
Margine operativo lordo	4.285	3.813	472
Risultato operativo	3.347	2.911	436
Dipendenti a fine esercizio (n.)	18.951	19.152	(201)
Investimenti	1.383	1.147	236

I **ricavi** del 2011 ammontano a 7.460 milioni di euro, in aumento di 33 milioni di euro (+0,4%) rispetto a quanto registrato nell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente:

- > a maggiori ricavi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione, per 220 milioni di euro;
- > a maggiori ricavi per premi sulla continuità del servizio per 65 milioni di euro;
- > a maggiori ricavi e contributi relativi ai titoli di efficienza energetica per 59 milioni di euro;
- > a maggiori ricavi (43 milioni di euro) per vendita di contatori elettronici alle società spagnole di distribuzione appartenenti alla Divisione Iberia e America Latina;
- > a maggiori rimborsi vari per 21 milioni di euro;
- > alla rilevazione di proventi, pari a 17 milioni di euro, connessi alla definizione con F2i Reti Italia di alcune partite connesse alla cessione dell'80% di Enel Rete Gas, avvenuta nel 2009;
- > a partite pregresse positive per 335 milioni di euro relative ai conguagli e rettifiche di stima relativi agli anni precedenti e alla perequazione delle perdite di rete.

Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati da minori ricavi da trasporto di energia elettrica per 729 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'iscrizione nell'esercizio precedente della componente tariffaria a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici (691 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** ammonta a 4.285 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 472 milioni di euro (+12,4%) sostanzialmente riconducibile:

- > a maggiori contributi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione, per

220 milioni di euro, già commentati nei ricavi;

- > a maggiori premi sulla continuità del servizio per 97 milioni di euro, tenuto conto anche delle minori penali;
- > a un decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 34 milioni di euro, connesso all'effetto negativo dell'aggiornamento delle tariffe di distribuzione e misura, nonché alla variazione di perimetro conseguente la cessione della rete di Bolzano, solo parzialmente compensato dai maggiori volumi distribuiti;
- > all'effetto negativo di partite pregresse per 319 milioni di euro, che risente tra l'altro della rilevazione nel 2010 della già citata componente tariffaria a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici;
- > a una riduzione dei costi operativi, da attribuire principalmente ai:
 - minori costi del personale a seguito della riduzione degli oneri netti per incentivazione anticipata (258 milioni di euro), nonché dell'effetto positivo derivante dall'accordo, perfezionato nel corso dell'esercizio, relativo alla eliminazione delle agevolazioni tariffarie ai dipendenti in servizio in Italia (85 milioni di euro). Tali fenomeni sono parzialmente compensati da un maggior costo unitario (25 milioni di euro);
 - minori accantonamenti per rischi e oneri per 169 milioni di euro, riferiti prevalentemente al rilascio dello stanziamento effettuato nel corso del 2010 nell'ambito delle connessioni dei produttori per gli impianti da fonti rinnovabili realizzati entro il 31 dicembre 2010.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 938 milioni di euro (902 milioni di euro nel 2010), si attesta a 3.347 milioni di euro, in aumento di 436 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'esercizio precedente (+15,0%).

Investimenti

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Reti di distribuzione di energia elettrica	1.334	1.101	233
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	49	46	3
Totale	1.383	1.147	236

Gli **investimenti** del 2011 ammontano a 1.383 milioni di euro, in crescita di 236 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente, e sono da riferire principalmente agli interventi sulla rete elettrica ad alta e

media tensione finalizzati alle connessioni degli impianti da fonti rinnovabili, nonché al miglioramento della qualità del servizio.

5 Iberia e America Latina

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, elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.

A seguito dell'operazione di integrazione delle attività di Enel nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo, le attività riferibili alla società Endesa Cogeneración y Renovables (ECyR, oggi Enel Green Power España) e alle società da essa controllate sono confluite al termine del primo trimestre 2010 dalla Divisione Iberia e America Latina nella Divisione Energie Rinnovabili. Pertanto, i risul-

tati di tali attività, limitatamente al primo trimestre 2010, sono riflessi nella Divisione Iberia e America Latina, mentre i dati patrimoniali delle stesse attività al 31 dicembre 2010 erano stati conseguentemente già inclusi nella Divisione Energie Rinnovabili.

Nel corso del 2011 la Divisione è stata inoltre interessata da altre marginali modifiche di perimetro, che hanno riguardato il ramo di azienda ICT spagnolo e la società Compostilla Re (operante nel settore riassicurativo), che, nell'ambito di una migliore allocazione delle attività operative all'interno della Divisione, sono stati trasferiti entrambi all'area Servizi e Altre attività.

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2011	2010	2011-2010
Termoelettrica	73.549	59.238	14.311
Nucleare	25.177	27.619	(2.442)
Idroelettrica	39.855	42.920	(3.065)
Eolica	132	647	(515)
Altre fonti	-	60	(60)
Totale produzione netta	138.713	130.484	8.229

La produzione netta effettuata nel 2011 è pari a 138.713 milioni di kWh, con un incremento di 8.229 milioni di kWh rispetto al 2010.

In particolare, nel 2011 la produzione netta si incrementa in Europa di 7.878 milioni di kWh per effetto essenzialmente della maggiore produzione termoelettrica (+45,5%), che ha più che compensato la minore produzione da fonte nucleare (-8,8%), dovuta al fermo temporaneo di taluni impianti, e idroelettrica, quest'ultima a

seguito della minore idraulicità del periodo.

La produzione netta in America Latina registra un incremento di 351 milioni di kWh, prevalentemente per effetto della maggiore produzione termoelettrica in Argentina, Cile e Perù, parzialmente compensata dalla minore produzione idroelettrica (dovuta alla minore idraulicità del periodo in tutti i Paesi latinoamericani in cui la Divisione opera, a eccezione della Colombia e del Perù).

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2011		2010	2011-2010	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	8.629	8,4%	8.492	9,4%	137
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	-	-	661	0,7%	(661)
Totale olio combustibile	8.629	8,4%	9.153	10,1%	(524)
Gas naturale	30.626	29,9%	27.363	30,2%	3.263
Carbone	30.400	29,6%	17.623	19,4%	12.777
Combustibile nucleare	26.289	25,6%	28.802	31,8%	(2.513)
Altri combustibili	6.704	6,5%	7.736	8,5%	(1.032)
TOTALE	102.648	100,0%	90.677	100,0%	11.971

La produzione termica lorda nel 2011 è pari a 102.648 milioni di kWh e registra un incremento di 11.971 milioni di kWh; il mix produttivo utilizzato, caratterizzato in Europa da un maggiore impiego del carbone, è riferibile essenzialmente all'entrata in vigore del *Real Decreto de Restricciones por Garantía de Suministro* e dell'entrata in esercizio

di nuovi impianti a ciclo combinato (CCGT). La maggiore produzione da gas naturale risente invece del differenziale di prezzo rilevato nei due periodi in esame relativamente ad alcuni combustibili, nonché dell'entrata in esercizio di nuovi impianti.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010	
Impianti termoelettrici	21.997	22.169	(172)	-0,8%
Impianti idroelettrici	13.261	13.258	3	-
Impianti eolici	78	77	1	1,3%
Impianti nucleari	3.526	3.514	12	0,3%
Impianti con fonti alternative	-	9	(9)	-
Totale potenza efficiente netta	38.862	39.027	(165)	-0,4%

La potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2011 registra un decremento di 165 MW, riferibile essenzialmente alla riduzione in Europa della capacità produttiva da fonte termoelettrica (-137 MW) per effetto della mino-

re capacità della centrale a gas di San Adrián, che ha più che compensato l'entrata in esercizio di alcuni impianti termoelettrici a ciclo combinato.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2011	2010	2011-2010
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	30.533	30.242	291
Linee media tensione a fine esercizio (km)	270.833	267.010	3.823
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	322.563	315.349	7.214
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	623.929	612.601	11.328
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	174.658	170.794	3.864

Al 31 dicembre 2011 la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica della Divisione Iberia e America Latina registra un incremento di 11.328 km, con una variazione particolarmente concentrata in America Latina.

L'energia trasportata, nel 2011, è pari a 174.658 milioni di kWh e registra un incremento di 3.864 milioni di kWh, dovuto essenzialmente alla maggiore domanda di energia elettrica nei Paesi latinoamericani.

Vendita di energia

Milioni di kWh

	2011	2010	2011-2010
Mercato libero:			
- penisola iberica	104.935	106.894	(1.959)
- America Latina	7.398	7.107	291
Totale mercato libero	112.333	114.001	(1.668)
Mercato regolato:			
- America Latina	48.838	43.697	5.141
Totale mercato regolato	48.838	43.697	5.141
TOTALE	161.171	157.698	3.473
- di cui penisola iberica	104.935	106.894	(1.959)
- di cui America Latina	56.236	50.804	5.432

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel 2011 sono pari a 161.171 milioni di kWh, in aumento di 3.473 milioni di kWh rispetto al 2010. L'incremento delle vendite in America Latina (in particolar modo in Cile), pari a 5.432 milioni di kWh, conseguente all'aumento della

domanda di energia elettrica, è stato parzialmente compensato dalle minori vendite nella penisola iberica (-1.959 milioni di kWh), sostanzialmente riferite ai clienti in regime TUR (*Tarifa de Ultimo Recurso*).

Risultati economici

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Ricavi	32.647	31.263	1.384
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	28	28	-
<i>Margine operativo lordo</i>	<i>7.251</i>	<i>7.896</i>	<i>(645)</i>
Risultato operativo	4.057	4.643	(586)
Dipendenti a fine esercizio (n.) ⁽¹⁾	22.877	24.731	(1.854)
Investimenti ⁽²⁾	2.491	2.866	(375)

(1) Include 113 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011 (1.809 unità al 31 dicembre 2010).

(2) Il dato non include 101 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011 (76 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

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		
	2011	2010	2011-2010	2011	2010	2011-2010	2011	2010	2011-2010
Europa	22.592	21.200	1.392	3.994	4.487	(493)	2.020	2.486	(466)
America Latina	10.055	10.063	(8)	3.257	3.409	(152)	2.037	2.157	(120)
Totale	32.647	31.263	1.384	7.251	7.896	(645)	4.057	4.643	(586)

I **ricavi** del 2011 sono in aumento di 1.384 milioni di euro; tale variazione è riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Europa per 1.392 milioni di euro, sostanzialmente riferibili ai maggiori ricavi conseguiti nell'attività di generazione dell'energia elettrica (di cui 665 milioni di euro relativi a maggiori contributi per la generazione nell'area extrapeninsulare), parzialmente compensati dal decremento dei ricavi nell'attività di distribuzione, che risente della cessione delle reti di trasmissione di energia elettrica in Spagna e della cessione di Enel Green Power España alla Divisione Energie Rinnovabili. I ricavi in Europa risentono, inoltre, della cessione del ramo ICT della Divisione e di Compostilla Re all'area Servizi e Altre attività;
- > ricavi sostanzialmente in linea in America Latina (-8 milioni di euro). In tale area gli effetti negativi dell'andamento dei tassi di cambio rispetto all'euro hanno infatti più che compensato le maggiori vendite di energia elettrica in tutti i Paesi latinoamericani (in particolare in Cile), nonché la rilevazione del provento (15 milioni di euro) derivante dalle cessioni di CAM e Synapsis.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 7.251 milioni di euro, in diminuzione di 645 milioni di euro (-8,2%) rispetto al 2010, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 493 milioni di euro, da riferire essenzialmente alla riduzione del margine da generazione e vendita per 449 milioni di euro. A tale fenomeno si aggiunge l'effetto negativo (-384 milioni di euro includendo il risultato economico delle cessioni) della variazione di perimetro riconducibile alla cessione della rete di trasmissione di energia elettrica, della rete di distribuzione

di gas naturale in Spagna, di Enel Green Power España, nonché del ramo ICT e di Compostilla Re. Tali effetti sono solo parzialmente compensati da minori costi del personale connessi principalmente ai minori oneri per incentivazione all'esodo e alla riduzione della consistenza media, nonché dal miglioramento del margine riferibile alla remunerazione del sistema extrapeninsulare per 35 milioni di euro;

- > una riduzione del margine operativo lordo in America Latina per 152 milioni di euro, che tiene conto della rilevazione dell'imposta patrimoniale per il 2011 (109 milioni di euro) in Colombia a seguito della riforma tributaria entrata in vigore con la legge n. 1430/2010, nonché di un effetto cambio negativo. Tali fenomeni sono stati solo parzialmente compensati dai maggiori margini di generazione e distribuzione.

Il **risultato operativo** del 2011, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 3.194 milioni di euro (3.253 milioni di euro nel 2010), è pari a 4.057 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'esercizio precedente, un decremento di 586 milioni di euro. In particolare, la riduzione degli ammortamenti e delle perdite di valore rilevata nel 2011 include l'effetto della revisione della vita utile degli impianti di Compañía de Interconexión Energética (CIEN), società operante nell'interconnessione elettrica tra Brasile e Argentina, oltre che l'effetto della variazione di perimetro di consolidamento (sostanzialmente riferibile alla cessione della rete di alta tensione spagnola). Tale riduzione è stata parzialmente compensata dall'adeguamento di valore per 153 milioni di euro rilevato nel 2011 sugli impianti di distribuzione di energia elettrica in Argentina.

Investimenti

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	514	880	(366)
- idroelettrici	242	138	104
- nucleare	161	163	(2)
- con fonti energetiche alternative	-	2	(2)
Totale impianti di produzione	917	1.183	(266)
Reti di distribuzione di energia elettrica	1.106	1.152	(46)
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	468	531	(63)
TOTALE ⁽¹⁾	2.491	2.866	(375)

(1) Il dato non include 101 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011 (76 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Gli **investimenti** ammontano a 2.491 milioni di euro, con un decremento di 375 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2011 si riferiscono a interventi su impianti di generazione, tra cui: in Spagna e Portogallo, le attività di manutenzione degli

impianti nucleari e la realizzazione di impianti a ciclo combinato; in America Latina, tra gli altri, la realizzazione della centrale a carbone Bocamina II e della centrale idroelettrica El Quimbo in Colombia.

6

Internazionale

La Divisione ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel e di consolidare la gestione e integrazione delle attività estere non comprese nel mercato iberico e nel mercato latinoamericano, gestiti dalla Divisione Iberia e America Latina, 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), sviluppo 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), di generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa.

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2011	2010	2011-2010	
Termoelettrica	47.316	49.743	(2.427)	-4,9%
Nucleare	14.340	13.534	806	6,0%
Idroelettrica	3.791	5.179	(1.388)	-26,8%
Altre fonti	25	20	5	25,0%
Totale produzione netta	65.472	68.476	(3.004)	-4,4%

La produzione netta della Divisione Internazionale nel 2011 è pari a 65.472 milioni di kWh, con un decremento di 3.004 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. Tale riduzione è riferibile alla cessione di Enel Maritza East 3 AD avvenuta a giugno 2011 (-2.049 milioni di kWh), alla minore produzione di Slovenské elektrárne (-553 milioni di kWh), la

cui maggiore generazione da fonte nucleare è stata più che compensata dalla minor produzione da fonte idroelettrica per le sfavorevoli condizioni di idraulicità del periodo, e alla minore produzione in Russia di Enel OGK-5 (-402 milioni di kWh), da attribuire sostanzialmente all'indisponibilità di alcuni impianti per attività di manutenzione.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2011		2010	2011-2010	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	200	0,3%	202	0,3%	(2)
Gas naturale	23.242	35,5%	21.920	32,4%	1.322
Carbone	26.672	40,7%	30.958	45,8%	(4.286)
Combustibile nucleare	15.411	23,5%	14.574	21,5%	837
Totale	65.525	100,0%	67.654	100,0%	(2.129)

La produzione termica lorda del 2011 si decrementa di 2.129 milioni di kWh, attestandosi a 65.525 milioni di kWh. Gli incrementi, che hanno riguardato la produzione da gas naturale in Russia e da fonte nucleare in Slovac-

chia, sono stati più che compensati dalla minore produzione da carbone, da riferirsi alla già citata indisponibilità degli impianti di Enel OGK-5 e alla cessione di Enel Maritza East 3.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Impianti termoelettrici	10.272	10.256	16
Impianti idroelettrici	2.329	2.329	-
Impianti nucleari	1.818	1.818	-
Impianti altre fonti	9	4	5
Totale potenza efficiente netta	14.428	14.407	21

La potenza efficiente netta installata del 2011 registra un incremento di 21 MW rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente riferibile all'aumento della capacità

produttiva in Russia, solo parzialmente compensata dalla minore capacità produttiva di Enel Maritza East 3 a seguito della cessione.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2011	2010	2011-2010	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	6.584	6.583	1	-
Linee media tensione a fine esercizio (km)	34.665	34.439	226	0,7%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	48.695	48.218	477	1,0%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	89.944	89.240	704	0,8%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	14.263	13.827	436	3,2%

Al 31 dicembre 2011 la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica registra un incremento di 704 km, sostanzialmente riferibile agli investimenti effettuati in Romania.

L'energia trasportata registra un incremento del 3,2% passando da 13.827 milioni di kWh a 14.263 milioni di kWh nel 2011.

Vendita di energia

Milioni di kWh

	2011	2010	2011-2010	
Mercato libero:				
- Romania	1.086	923	163	17,7%
- Francia	11.398	5.578	5.820	104,3%
- Russia	22.374	14.737	7.637	51,8%
- Slovacchia	3.615	2.216	1.399	63,1%
Totale mercato libero	38.473	23.454	15.019	64,0%
Mercato regolato:				
- Romania	7.699	8.103	(404)	-5,0%
- Russia	268	6.316	(6.048)	-95,8%
Totale mercato regolato	7.967	14.419	(6.452)	-44,7%
TOTALE	46.440	37.873	8.567	22,6%
- di cui Romania	8.785	9.026	(241)	-2,7%
- di cui Francia	11.398	5.578	5.820	104,3%
- di cui Russia	22.642	21.053	1.589	7,5%
- di cui Slovacchia	3.615	2.216	1.399	63,1%

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nel 2011 si incrementano di 8.567 milioni di kWh, con una crescita riferibile prevalentemente alle maggiori vendite effettuate da Enel France, pari a 5.820 milioni di kWh, per effetto sia della maggiore *anticipated capacity* a disposizione rispetto al 2010 sia dell'entrata in vigore dal 1° luglio 2011 del meccanismo ARENH (*"Accès Régulé*

à l'Electricité Nucléaire Historique"), all'incremento delle quantità vendute nel mercato russo, pari a 1.589 milioni di kWh, connesso all'estensione dell'attività in nuove regioni, e alle maggiori vendite in Slovacchia per 1.399 milioni di kWh. Tale incremento è solo parzialmente compensato dalle minori vendite delle società rumene per 241 milioni di kWh.

Risultati economici

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Ricavi	7.715	6.360	1.355
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(22)	(29)	7
Margine operativo lordo	1.642	1.520	122
Risultato operativo	1.062	903	159
Dipendenti a fine esercizio (n.) ⁽¹⁾	13.779	14.876	(1.097)
Investimenti ⁽²⁾	1.450	1.210	240

(1) Include 503 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

(2) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011 (10 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

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		
	2011	2010	2011-2010	2011	2010	2011-2010	2011	2010	2011-2010
Europa centrale	3.876	2.732	1.144	863	769	94	615	447	168
Europa sud-orientale	1.112	1.203	(91)	289	318	(29)	110	153	(43)
Russia	2.727	2.425	302	490	433	57	337	303	34
Totale	7.715	6.360	1.355	1.642	1.520	122	1.062	903	159

I **ricavi** del 2011 sono pari a 7.715 milioni di euro, in crescita di 1.355 milioni di euro (+21,3%) rispetto ai 6.360 milioni di euro del precedente esercizio. Tale andamento è connesso:

- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 1.144 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia (768 milioni di euro) e in Francia (376 milioni di euro), per effetto essenzialmente delle maggiori quantità vendute nei due Paesi; a tale fattore si aggiunge l'entrata in vigore in Francia del meccanismo ARENH che consente di aver accesso a una maggiore capacità a prezzi regolati;
- > all'incremento dei ricavi in Russia per 302 milioni di euro, prevalentemente riferibile ai maggiori ricavi di Enel OGK-5 e RusEnergosbyt a seguito dell'incremento dei prezzi unitari di vendita;
- > ai minori ricavi in Europa sud-orientale per 91 milioni di euro, da riferire alla variazione di perimetro a seguito della cessione, avvenuta nel mese di giugno 2011, di Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo, nonché ai minori ricavi delle società di vendita rumene a seguito della maggiore apertura del mercato. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla rilevazione della plusvalenza per la suddetta cessione per 12 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.642 milioni di euro, registrando un incremento di 122 milioni di euro sostanzialmente relativo ai seguenti fattori:

- > incremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 94 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alle variazioni di stima nei due periodi in esame delle passività connesse al *decommissioning* nucleare e di taluni contratti onerosi riferibili alla società Slovenské elektrárne (complessivamente pari a 100 milioni di euro);
- > incremento del margine operativo lordo in Russia per 57 milioni di euro, per l'effetto congiunto del maggior margine di RusEnergosbyt (43 milioni di euro) e di Enel OGK-5 (14 milioni di euro) a seguito dell'incremento dei prezzi medi di vendita;
- > un minor margine in Europa sud-orientale, riferito in particolare alla citata variazione di perimetro delle società bulgare, che ha più che compensato l'effetto positivo connesso alla loro cessione (12 milioni di euro).

Il **risultato operativo** del 2011 è pari a 1.062 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 159 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 37 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	473	419	54
- idroelettrici	9	1	8
- nucleare	717	498	219
- con fonti energetiche alternative	-	5	(5)
Totale impianti di produzione	1.199	923	276
Reti di distribuzione di energia elettrica	228	267	(39)
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	23	20	3
TOTALE ⁽¹⁾	1.450	1.210	240

(1) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011 (10 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Gli investimenti ammontano a 1.450 milioni di euro, in aumento di 240 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione si riferisce sostanzialmente ai maggiori investimenti sugli impianti di produzione nucleare

(riferibili a Slovenské elektrárne), nonché ai maggiori investimenti sugli impianti termoelettrici (riferibili agli impianti a ciclo combinato in Russia).

7

Energie Rinnovabili

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 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 fuso Enel Unión Fenosa Renovables) e America Latina (Enel Green Power Latin America);

- > Nord America, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel Green Power North America).

A seguito dell'operazione – avvenuta alla fine del primo trimestre 2010 – di integrazione delle attività di Enel nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo, ECyR (oggi Enel Green Power España), i cui risultati fino a tale riorganizzazione sono ricompresi in quelli della Divisione Iberia e America Latina, è entrata a far parte della Divisione Energie Rinnovabili.

Si segnala infine che per Enel Green Power Bulgaria, classificata al 31 dicembre 2010 come attività posseduta per la vendita, al 31 dicembre 2011 non sussistono più i requisiti per una classificazione in tale voce ai sensi dell'IFRS 5.

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2011	2010	2011-2010	
Italia:				
idroelettrica	5.664	6.435	(771)	-12,0%
geotermoelettrica	5.300	5.029	271	5,4%
eolica	806	722	84	11,6%
altre fonti	21	1	20	-
Totale produzione netta in Italia	11.791	12.187	(396)	-3,2%
Estero:				
idroelettrica	4.433	4.635	(202)	-4,4%
geotermoelettrica	268	248	20	8,1%
eolica	5.336	4.204	1.132	26,9%
altre fonti	652	560	92	16,4%
Totale produzione netta all'estero	10.689	9.647	1.042	10,8%
TOTALE	22.480	21.834	646	3,0%

La produzione netta della Divisione aumenta nel 2011 di 646 milioni di kWh (+3,0%), raggiungendo 22.480 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile per 1.042 milioni di kWh alla maggior generazione all'estero, la cui produzione da fonte eolica risente dell'effetto della variazione del perimetro di consolidamento relativa all'acquisto (dalla Divisione Iberia e America Latina) di Enel Green Power España, dell'avvio dei parchi eolici nel resto d'Europa e della maggiore produzione

dei parchi eolici negli Stati Uniti. Tali fenomeni sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione idroelettrica a seguito della minore idraulicità del periodo.

La produzione netta in Italia nel 2011 registra un decremento (-396 milioni di kWh) rispetto all'esercizio precedente, in quanto la minore produzione idroelettrica (-771 milioni di kWh) risulta solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione geotermoelettrica ed eolica.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010	
Italia:				
impianti idroelettrici	1.511	1.509	2	0,1%
impianti geotermoelettrici	722	728	(6)	-0,8%
impianti eolici	623	532	91	17,1%
impianti con altre fonti	59	6	53	-
Totale potenza efficiente netta in Italia	2.915	2.775	140	5,0%
Estero:				
impianti idroelettrici	1.028	1.030	(2)	-0,2%
impianti geotermoelettrici	47	47	-	-
impianti eolici ⁽¹⁾	2.918	2.122	796	37,5%
impianti con altre fonti	171	128	43	33,6%
Totale potenza efficiente netta all'estero	4.164	3.327	837	25,2%
TOTALE	7.079	6.102	977	16,0%

(1) Di cui 42 MW riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

La potenza efficiente netta complessiva registra un incremento di 977 MW, di cui 837 MW all'estero.

Risultati economici

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Ricavi	2.539	2.179	360
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(10)	89	(99)
Margine operativo lordo	1.585	1.310	275
Risultato operativo	1.080	966	114
Dipendenti a fine esercizio (n.) ⁽¹⁾	3.229	2.955	274
Investimenti ⁽²⁾	1.557	1.065	492

(1) Include 12 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

(2) Il dato non include 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

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		
	2011	2010	2011-2010	2011	2010	2011-2010	2011	2010	2011-2010
Italia e resto d'Europa	1.471	1.458	13	905	890	15	649	724	(75)
Iberia e America Latina	883	576	307	573	336	237	376	206	170
Nord America	185	145	40	107	84	23	55	36	19
Totale	2.539	2.179	360	1.585	1.310	275	1.080	966	114

I **ricavi** sono in aumento di 360 milioni di euro (+16,5%), passando da 2.179 milioni di euro a 2.539 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > ai maggiori ricavi nella penisola iberica e in America Latina per 307 milioni di euro, a seguito principalmente:
 - dell'adeguamento al *fair value* delle attività nette relative a Sociedad Eólica de Andalucía (SEA) e a TP
 - Sociedade Térmica Portuguesa (TP) 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 e della plusvalenza (18 milioni di euro) rilevata a seguito della cessione di Explotaciones Eólicas de Aldehuelas;
 - della citata variazione di perimetro, cui si aggiunge l'effetto della variazione del metodo di consolidamento di SEA e TP, nonché dell'effetto positivo dei maggiori prezzi medi di vendita;
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 40 milioni di euro, per effetto principalmente di alcuni rimborsi assicurativi e del riconoscimento di un indennizzo ricevuto dalle autorità canadesi per la definizione di un conten-

zioso, nonché delle maggiori quantità vendute;

- > all'incremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 13 milioni di euro, sostanzialmente a seguito di:
 - maggiori ricavi per 27 milioni di euro nel resto d'Europa;
 - minori ricavi da generazione in Italia, per effetto prevalentemente della minore produzione idroelettrica, della scadenza del regime energia incentivata CIP 6, nonché della riduzione dei prezzi medi di vendita;
 - minori ricavi di Enel.si per 78 milioni di euro, prevalentemente connessi alla riduzione delle vendite di pannelli fotovoltaici.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.585 milioni di euro, in crescita di 275 milioni di euro (+21,0%) rispetto al 2010; tale crescita è riferibile:

- > all'aumento del margine realizzato nella penisola iberica e in America Latina, pari a 237 milioni di euro, per effetto delle citate rideterminazioni al *fair value* e plusvalenze da cessione, già commentate nei ricavi, nonché dell'incremento del margine di generazione realizzato in Spagna e connesso ai maggiori prezzi medi di vendita;
- > all'aumento del margine in Nord America per 23 milioni di euro, per effetto principalmente dei fenomeni citati nel commento ai ricavi;
- > all'incremento del margine realizzato in Italia e nel re-

sto d'Europa per 15 milioni di euro, dovuto prevalentemente alle maggiori vendite e prezzi medi, che hanno più che compensato l'incremento dei costi del personale e per servizi, in conseguenza anche della maggiore capacità installata.

Il **risultato operativo**, pari a 1.080 milioni di euro, registra un incremento di 114 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 161 milioni di euro, sostanzialmente da riferire alla variazione del perimetro di consolidamento.

Investimenti

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Impianti di produzione:			
- idroelettrici	146	153	(7)
- geotermoelettrici	113	174	(61)
- con fonti energetiche alternative	1.183	712	471
Totale impianti di produzione	1.442	1.039	403
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	115	26	89
TOTALE ⁽¹⁾	1.557	1.065	492

(1) Il dato non include 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

Gli investimenti del 2011 ammontano a 1.557 milioni di euro, con un incremento di 492 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli investimenti operativi si riferiscono a impianti eolici in Italia ed Europa, in Iberia e America Latina e in Nord Ameri-

ca (pari a 948 milioni di euro), a impianti solari in Italia, Grecia e Nord America (pari a 235 milioni di euro), a impianti idroelettrici in Italia, Guatemala, Costa Rica e Nord America (pari a 146 milioni di euro) e a impianti geotermici in Italia e Cile (pari a 113 milioni di euro).

8

Capogruppo, Servizi e Altre attività

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Capogruppo			
Ricavi	762	679	83
Margine operativo lordo	(38)	(68)	30
Risultato operativo	(52)	(75)	23
Dipendenti a fine esercizio (n.)	873	803	70
Investimenti	13	7	6
Servizi e Altre attività			
Ricavi	1.356	1.133	223
Margine operativo lordo	237	136	101
Risultato operativo	132	26	106
Dipendenti a fine esercizio (n.)	4.245	4.033	212
Investimenti	64	80	(16)

Capogruppo

La Capogruppo 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.

Svolge inoltre la funzione di tesoreria centrale, provvede alla copertura dei rischi assicurativi e fornisce assistenza e indirizzi in materia di organizzazione, gestione del personale e relazioni industriali, nonché in materia contabile, amministrativa, fiscale, legale e societaria. Inoltre, sino al 31 dicembre 2011, Enel è stata titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Alpiq (già Atel) sulla frontiera elvetica.

Risultati economici

Il **ricavi** del 2011 risultano pari a 762 milioni di euro, con un incremento di 83 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+12,2%), riferibile essenzialmente:

- > a maggiori ricavi per 38 milioni di euro, relativi alle attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo;

- > a maggiori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 27 milioni di euro, dovuti essenzialmente all'aumento del prezzo medio di vendita di energia con quantità sostanzialmente invariate;
- > alla rilevazione della plusvalenza derivante dalla cessione nel 2011 del 51% della partecipazione in Deval (21 milioni di euro).

Il **marginale operativo lordo** del 2011, negativo per 38 milioni di euro, registra un incremento di 30 milioni di euro; tale andamento è prevalentemente connesso alla rilevazione della sopra citata plusvalenza, a un miglioramento dell'efficienza operativa, nonché a un incremento del margine energia (1 milione di euro).

Il **risultato operativo**, negativo per 52 milioni di euro, risulta in aumento di 23 milioni di euro rispetto a quello del 2010, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Servizi e Altre attività

L'area Servizi e Altre attività si propone prevalentemente di assicurare alle società del Gruppo servizi a costi competitivi, quali le attività immobiliari e di *facility*, i servizi informatici, i servizi di formazione e gestione amministrativa del personale, i servizi di amministrazione, il *factoring* e i servizi assicurativi.

Risultati economici

I **ricavi** dell'area Servizi e Altre attività del 2011 sono pari a 1.356 milioni di euro, con un incremento di 223 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio 2010. Tale incremento riflette sostanzialmente:

- > i maggiori ricavi per servizi informatici a seguito principalmente della cessione del ramo ICT da parte della Divisione Iberia e America Latina per 157 milioni di euro;
- > i maggiori ricavi per servizi di telefonia verso le società del Gruppo;
- > i maggiori ricavi per servizi assicurativi connessi all'effetto della variazione di perimetro di consolidamento dovuta a Compostilla Re.

Tali incrementi sono parzialmente compensati dai minori

ricavi per lavori in corso su ordinazione relativi a progetti informatici, essenzialmente per la riduzione intervenuta nel portafoglio di commesse tra i due esercizi a confronto.

Il **marginale operativo lordo** del 2011 è pari a 237 milioni di euro, con un incremento di 101 milioni di euro (+74,3%) rispetto all'esercizio precedente, riconducibile essenzialmente:

- > all'effetto positivo della marginalità connessa alla realizzazione delle commesse;
- > alla revisione di stime delle passività per incentivazione anticipata del personale (23 milioni di euro);
- > al rilascio della passività rilevata negli esercizi precedenti per le agevolazioni tariffarie ai dipendenti in servizio in Italia, a seguito dell'accordo siglato nel 2011 che ne ha determinato la cancellazione;
- > al maggior margine realizzato per i servizi assicurativi, relativo alla già citata variazione di perimetro.

Il **risultato operativo** del 2011 si attesta a 132 milioni di euro, in aumento di 106 milioni di euro rispetto al 2010, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Fatti di rilievo del 2011



24
gennaio

Accordo per lo sviluppo della geotermia in Turchia

In data 24 gennaio 2011 Enel Green Power (EGP) ha raggiunto un accordo con il gruppo industriale turco Uzun per lo sviluppo di impianti geotermici in Turchia. In particolare, l'intesa siglata prevede la costituzione di una società di ricerca ed esplorazione, gestita e partecipata a maggioranza da EGP e per una quota di minoranza da Meteor (società controllata al 70% da Uzun e al 30% dalla società turca di consulenza geotermica G-Energy).

La nuova società deterrà un pacchetto di 142 licenze esplorative nella zona occidentale del Paese, dove effettuare le attività di esplorazione superficiale e profonda, finalizzate all'individuazione di risorse geotermiche adatte alla generazione di energia elettrica e calore.

Le licenze sono state ottenute da Meteor in base alla leg-

ge che prevede la possibilità per i privati di investire nella ricerca di risorse geotermiche per il loro utilizzo come fonte di produzione di energia, riscaldamento e per l'agricoltura. EGP finanzia inizialmente l'esplorazione di superficie per procedere all'identificazione delle zone più idonee per lo sviluppo dei progetti geotermici, dando luogo a quello che potrebbe risultare uno dei poli più importanti nel settore geotermico in Turchia. Meteor parteciperà *pro quota* agli investimenti effettuati da EGP per le attività di esplorazione sia superficiale sia profonda. Saranno poi costituite apposite società, sempre a maggioranza EGP, per lo sviluppo di ciascun progetto geotermico individuato nelle diverse zone.



31
gennaio

Rimborso parziale del *Credit Facility Agreement*

In data valuta 31 gennaio 2011 è stato effettuato un rimborso anticipato volontario del *Credit Facility Agreement* in capo a Enel Finance International ed Enel SpA, di cui:

- > 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
- > 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
- > 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016.

24
febbraio

Vendita di CAM e Synapsis

In data 24 febbraio 2011 si è completata la cessione alla società peruviana Grana y Montero della società Compañía Americana de Multiservicios (CAM), per un importo di 20 milioni di dollari (14 milioni di euro al cambio della data dell'operazione). Successivamente, in data 1° marzo 2011 è stata perfezionata la cessione della società Synapsis IT Soluciones y Servicios (Synapsis) a Riverwood Capital per un corrispettivo di 52 milioni di dollari (38 milioni di euro al cambio della data dell'operazione).

2
marzo

Emissione di obbligazioni da collocare presso investitori istituzionali

In data 2 marzo 2011 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, nell'ambito della strategia di estensione della scadenza media del debito consolidato di Gruppo e al fine di ottimizzare il profilo delle relative scadenze a medio e lungo termine, ha deliberato l'emissione entro il 31 dicembre 2011 di uno o più prestiti obbligazionari, da collocare presso investitori istituzionali, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 1 miliardo di euro.

In esecuzione di tale deliberazione consiliare, la controllata olandese Enel Finance International ha realizzato (con garanzia della Capogruppo) le seguenti operazioni presso investitori istituzionali:

- > due *private placement* nel corso del mese di marzo 2011 per un importo complessivo di 200 milioni di euro, caratterizzati da una durata media ponderata di circa 20 anni e da un costo medio di circa il 5,78%;
- > un prestito obbligazionario in data 27 maggio 2011 per un importo complessivo di 250 milioni di franchi svizzeri (corrispondenti a circa 205 milioni di euro), caratterizzato da una durata media ponderata di 6,3 anni, che ha formato oggetto di *swap* in euro a un costo medio del 3,96%;
- > un *private placement* in data 6 giugno 2011 per un importo complessivo di 11,5 miliardi di yen (corrispondenti a circa 100 milioni di euro), caratterizzato da una durata di 7 anni, che ha formato oggetto di *swap* in euro a un costo del 3,915%.

In data 16 giugno 2011 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, nell'ambito della medesima strategia, ha deliberato l'emissione entro il 31 dicembre 2012 di uno o più prestiti obbligazionari, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 5 miliardi di euro; tali prestiti saranno 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 SpA 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 su mercati regolamentati esteri.

Contestualmente, lo stesso Consiglio di Amministrazione ha disposto la revoca della deliberazione del 2 marzo 2011, facendo comunque salvi la validità e gli effetti dei prestiti emessi in attuazione di tale deliberazione.

11
marzo

Acquisto di ulteriori quote nel capitale di CESI

In data 11 marzo 2011 Enel SpA ha acquistato l'intera partecipazione detenuta da E.ON Produzione in CESI, corrispondente al 3,9% (134.033 azioni) del capitale sociale di quest'ultima. Successivamente, in data 25 marzo 2011, sono state acquisite da Edison, Edipower, Iren Energia e A2A altre quote azionarie della stessa società corrispondenti al 9,6% (328.432 azioni) del capitale sociale.

Infine, in data 22 novembre 2011, Enel SpA ha ulteriormente acquisito la quota dell'1% del capitale sociale di CESI detenuta da Sogin. A valle di tali operazioni, la partecipazione di Enel SpA nella società si attesta al 41,94% del relativo capitale sociale.

31
marzo

Accordo per l'acquisizione di Sociedad Eólica de Andalucía

In data 31 marzo 2011 Enel Green Power España ha siglato un accordo per l'acquisto della partecipazione del 16,67% di Sociedad Eólica de Andalucía (SEA), detenuta da DEPSA (Desarrollos Eólicos Promoción SA).

Con questa acquisizione, Enel Green Power España rafforza la sua partecipazione in SEA, passando dal 46,67% al 63,34%, assumendone, in qualità di azionista di maggioranza, il pieno controllo.

SEA è proprietaria di due impianti eolici nella provincia di Cadice, Planta Eólica del Sur con 42 MW ed Energia Eólica del Estrecho con 32 MW, con una capacità totale di 74 MW e una produzione annua di 256.000 MWh.

27
aprileAccordo per l'acquisto di un *mineral interest* in Algeria

Il 27 aprile 2011 Enel ha finalizzato l'accordo per l'acquisto del 18,375% del *mineral interest* relativo alla licenza Isarene (Algeria) dalla società irlandese Petroceltic International. La licenza contiene la scoperta Ain Tsila, classificata dalla società di consulenza internazionale IHS tra le dieci maggiori scoperte di gas effettuate nel 2009, di gran lunga la maggiore in Algeria degli ultimi anni. Petroceltic, società che opera nell'esplorazione e produzione di idrocarburi in Algeria, Tunisia e Italia, manterrà il ruolo di operatore della licenza. Enel e Petroceltic condurranno congiuntamente i lavori di *appraisal* su Isarene, volti a quantificare e massimizzare le riserve presenti nel giacimento. Al termine del suddetto programma lavori, Enel e Petroceltic dovranno presentare a Sonatrach, società di Stato algerina e terzo *partner* dell'accordo con il 25%, un *Field Development Plan*. Su tale base verrà richiesta alle autorità algerine l'autorizzazione allo sviluppo e alla produzione. La prima produzione di gas è attesa a partire dal 2017.

26
maggio

Nuovo sito di stoccaggio gas di Romanengo

In data 26 maggio 2011 Enel Stocaggi, società partecipata da Enel (51%) e F2i (49%), ha ottenuto la Valutazione di Impatto Ambientale positiva con prescrizioni, per il progetto di "Conversione a stoccaggio di gas naturale del giacimento di Romanengo (Cremona)". Il parere favorevole, rilasciato dal Ministero dell'Ambiente, di concerto con il Ministero per i Beni Culturali, con l'approvazione delle istituzioni locali e degli altri enti interessati, si aggiunge al Nulla Osta di Fattibilità (NOF), già in possesso della società.

30
maggio

Suddivisione di Enel Unión Fenosa Renovables tra Enel Green Power España e Gas Natural Fenosa

In data 30 maggio 2011 Enel Green Power (EGP) e la sua controllata Enel Green Power España (EGPE) hanno finalizzato l'accordo firmato con Gas Natural SDG SA (Gas Natural Fenosa) per la suddivisione (*break-up*) degli asset di Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER), società controllata pariteticamente sino a tale data dai due soci EGPE e Gas Natural Fenosa.

In particolare, le attività di EUFER sono state suddivise in due parti ben bilanciate in termini di valore, EBITDA, capacità installata e *mix* di rischio e tecnologia. Una parte è stata assegnata a Gas Natural Fenosa, mentre EGPE ha mantenuto l'altra parte in qualità di azionista unico di EUFER.

Il *break-up* di EUFER è stato finalizzato mediante la riduzione del 50% del capitale di EUFER a favore del socio Gas Natural Fenosa, a fronte della cessione alla stessa di una parte degli asset della società.

6
giugno

Enel Green Power, Generali e Terrae: accordo per lo sviluppo delle biomasse

In data 6 giugno 2011 Enel Green Power e Generali hanno finalizzato l'accordo con Terrae, la società che ha lo scopo di riconvertire e valorizzare il settore bieticolosaccarifero, e ANB - Associazione Nazionale dei Bieticoltori, per l'acquisizione di una quota del 15% ciascuno del capitale sociale di Terrae. L'accordo prevede, inoltre, una partecipazione di controllo di Enel Green Power nelle società che verranno costituite per lo sviluppo delle iniziative di carattere industriale di taglia maggiore. Terrae proseguirà il processo di collocamento delle residue azioni proprie in portafoglio, corrispondenti al 18% del capitale sociale. ANB rimane socio con il 41% del capitale, a conferma dell'importanza della componente agricola nella strategia di Terrae sull'ap-

provvigionamento di biomassa quale materia prima per la produzione di energia elettrica.

9
giugno

Acquisizione di Sociedade Térmica Portuguesa

In data 9 giugno 2011 Enel Green Power España, attraverso la sua controllata Finerge, ha acquisito dall'altro socio Sonae Capital, un'ulteriore quota del 50% in Sociedade Térmica Portuguesa SA (TP), divenendo così l'unico azionista della società.

TP detiene partecipazioni in 13 impianti di cogenerazione e 2 parchi eolici in Portogallo, nonché una partecipazione diretta del 18% in ENEOP, il consorzio che è stato autorizzato a costruire un totale di 1.200 MW di energia eolica in Portogallo. Enel Green Power detiene una partecipazione indiretta in ENEOP pari al 18%.

17
giugno

Acquisizione del 51% di un nuovo parco eolico in Oklahoma

In data 17 giugno 2011 Enel Green Power North America (EGP NA) ha acquisito il 51% del progetto eolico di Rocky Ridge, la cui costruzione, in Oklahoma, è stata avviata in autunno.

Rocky Ridge è stato sviluppato da TradeWind Energy, partner di EGP NA, che ha un accordo con Western Farmers Electric Cooperative per l'acquisto dell'energia prodotta dall'impianto. Quest'ultimo, con una capacità totale di circa 150 MW, una volta a regime produrrà circa 630 milioni di kWh l'anno.

28
giugno

Cessione della partecipazione in Maritza

In data 28 giugno 2011 la controllata olandese Enel Investment Holding BV (EIH), in attuazione dell'accordo raggiunto il 14 marzo 2011 con ContourGlobal LP (ContourGlobal), ha perfezionato la cessione in favore di quest'ultima dell'intero capitale sociale delle società olandesi Maritza East III Power Holding e Maritza O&M Holding Nederland. Tali società sono rispettivamente titolari del 73% del capitale della società bulgara Enel Maritza East 3, proprietaria a sua volta di una centrale a lignite con capacità installata pari a 908 MW (Maritza), e del 73% del capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria, responsabile della gestione e manutenzione dell'impianto di Maritza. Il corrispettivo complessivo riconosciuto da ContourGlobal per le partecipazioni societarie oggetto di cessione da parte di Enel è pari a 230 milioni di euro.

5
luglio

LaGeo: emissione del lodo da parte del Tribunale Arbitrale Internazionale

Il 5 luglio 2011 la Camera di Commercio Internazionale ha notificato alle parti il lodo emesso dal Tribunale Arbitrale lo scorso 30 maggio a Parigi, relativo al procedimento arbitrale internazionale instaurato da Enel Green Power nei confronti di Inversiones Energéticas (INE) – suo partner nella società LaGeo – al fine di veder riconosciuto il proprio diritto a finanziare gli investimenti di LaGeo imputandoli a capitale, divenendo in tal modo socio di maggioranza della società salvadoregna. Il Tribunale Arbitrale ha riconosciuto la fondatezza del diritto di Enel Green Power a realizzare maggiori investimenti, attraverso LaGeo, nel settore geotermico in El Salvador e a imputarli a capitale mediante la sottoscrizione di azioni di nuova emissione della stessa LaGeo.

L'esercizio di tale diritto, previsto dall'accordo sottoscrit-

to tra gli azionisti di LaGeo il 4 giugno 2002, consentirà a Enel Green Power di acquisire la maggioranza del capitale sociale della società salvadoregna. Il Tribunale Arbitrale ha, inoltre, rigettato integralmente le richieste di risarcimento per presunti danni avanzate da INE nei confronti di Enel Green Power, in quanto ritenute infondate.

12
luglio

Emissioni obbligazionarie sul mercato europeo

Il 12 luglio 2011 Enel SpA, attraverso la sua controllata Enel Finance International, ha emesso sul mercato europeo – in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione della stessa Enel SpA in data 16 giugno 2011 – un prestito obbligazionario *multi-tranche* destinato a investitori istituzionali per un totale di 1.750 milioni di euro, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*.

L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da Banca IMI, BNP Paribas, Deutsche Bank, Société Générale e UniCredit nella qualità di *joint-bookrunner*, ha raccolto adesioni pari a circa 7.500 milioni di euro ed è strutturata nelle seguenti *tranche* (tutte garantite da Enel SpA):

- > 1.000 milioni di euro a tasso fisso 4,125% con scadenza 12 luglio 2017;
- > 750 milioni di euro a tasso fisso 5% con scadenza 12 luglio 2021.

Successivamente, in data 17 ottobre 2011, la stessa Enel Finance International ha collocato sul mercato europeo un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali per un totale di 2.250 milioni di euro. L'emissione è avvenuta in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione della stessa Enel SpA in data 16 giugno 2011, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*.

L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da Barclays, BNP Paribas e Deutsche Bank nella qualità di *global coordinator*, e Banca Imi, BBVA, Banco Santander e UniCredit nella qualità di *joint-bookrunner*, ha raccolto adesioni per un importo superiore a 12 miliardi di euro ed è strutturata nelle seguenti *tranche* (tutte garantite da Enel SpA):

- > 1.250 milioni di euro a tasso 4,625% con scadenza 24 giugno 2015;
- > 1.000 milioni di euro a tasso 5,750% con scadenza 24 ottobre 2018.

15
luglio

Accordo per lo sviluppo del settore idroelettrico nella provincia di Belluno

In data 15 luglio 2011 Enel Produzione ed En&En SpA (En&En), società che sviluppa progetti in campo energetico, hanno firmato un accordo per sviluppare nuovi progetti idroelettrici nella provincia di Belluno. L'accordo ha comportato la costituzione di una società, denominata ENergy Hydro Piave, detenuta al 51% da Enel Produzione e al 49% da En&En, con l'obiettivo di costruire e gestire nuovi impianti idroelettrici nella provincia di Belluno, in sinergia con gli impianti di Enel Produzione già in esercizio e valorizzando il contributo dell'imprenditoria locale. Enel Produzione ed En&En hanno in corso l'iter autorizzativo di due progetti, per una potenza complessiva di circa 60 MW, con l'obiettivo di ottenere a breve, attraverso ENergy Hydro Piave, il rilascio della prima concessione trentennale di derivazione da parte della Regione Veneto.

28
settembre

Acconto sul dividendo 2011

In data 28 settembre 2011 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato il prospetto contabile al 30 giugno 2011 e la relazione da cui risulta che la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo consente la distribuzione di un acconto sul dividendo per l'esercizio 2011 pari a 0,10 euro per azione, che è stato messo in pagamento dal 24 novembre 2011, previo stacco cedola in data 21 novembre 2011.

30
settembre

Finanziamento BEI per gli investimenti di Enel Distribuzione

In data 30 settembre 2011 Enel Distribuzione ha sottoscritto con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) un contratto di finanziamento per 350 milioni di euro (denominato "Enel Efficienza Rete III") 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. La BEI ha inoltre manifestato la disponibilità, in prospettiva, a finanziare gli investimenti sopra indicati fino a un importo complessivo di 1 miliardo di euro.

Il contratto di finanziamento "Enel Efficienza Rete III" avrà una durata di 20 anni (con scadenza al 15 dicembre 2031), un preammortamento di 5 anni (fino al 15 dicembre 2016), sarà erogato entro la fine del 2011 ed è assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel SpA. Le condizioni economiche del finanziamento prevedono l'applicazione di un margine di 70 punti base sull'Euribor.

5
ottobreAggiornamento del *rating* di Enel da parte di Moody's

In data 5 ottobre 2011 l'agenzia Moody's ha comunicato di aver rivisto i *rating* di Enel SpA a lungo termine ad "A3" (dal precedente "A2") e a breve termine a "Prime-2" (dal precedente "Prime-1"). L'*outlook* è stato a sua volta classificato come negativo.

La modifica del *rating* di Enel SpA segue la revisione recentemente disposta da Moody's circa il *rating* della Repubblica Italiana.

19
ottobre

Nuovo finanziamento in Romania

Il 19 ottobre 2011 Enel Green Power International BV ("EGPI") 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 per un importo di 112 milioni di euro, garantito da Enel Green Power. Il finanziamento sarà utilizzato per coprire parte degli investimenti necessari alla realizzazione e allo sviluppo degli impianti eolici di Enel Green Power Romania denominati Moldova Noua e Corugea, che avranno una capacità installata complessiva di 118 MW.

29
novembre

Aggiudicazione di due lotti per la realizzazione di impianti fotovoltaici

In data 29 novembre 2011 Enel Green Power (EGP) si è aggiudicata due dei tredici lotti messi in gara da Difesa Servizi SpA, per l'assegnazione di terreni del demanio militare sui quali realizzare impianti fotovoltaici.

I due lotti assegnati a EGP, il massimo consentito dai termini della gara, sono anche i più grandi: si tratta di Teulada, in provincia di Cagliari, non lontano da Portoscuso, dove la Divisione Energie Rinnovabili ha pressoché ultimato quello che diventerà il suo più grande parco eolico in Italia, e Serre Persano, in provincia di Salerno, sede della prima centrale fotovoltaica di Enel, la più grande d'Europa e oggi completamente rinnovata.

I terreni, sui quali sarà possibile realizzare circa 60 MW di impianti fotovoltaici, si estendono su un totale di circa 190 ettari e sono caratterizzati da un ottimo irraggiamento.

I campi fotovoltaici, per la cui realizzazione verranno utilizzati i moduli prodotti dalla nuova fabbrica di Catania della 3SUN — la *joint venture* paritetica tra EGP, Sharp e STMicroelectronics —, saranno in grado di produrre, a regime, fino

a 80 milioni di kWh l'anno, corrispondenti ai consumi di quasi 30.000 famiglie e di evitare ogni anno l'emissione in atmosfera di circa 58.000 tonnellate di CO₂.

30
novembre

Cessione Deval e Vallenergie

In data 30 novembre 2011 è stata data esecuzione all'accordo stipulato il 24 ottobre 2011 tra Enel SpA e Compagnia Valdostana delle Acque SpA (CVA) che prevede la cessione da parte di Enel del 51% del capitale sociale di Deval e Vallenergie per un corrispettivo complessivo di circa 40 milioni di euro. CVA, società della Regione Valle d'Aosta, era già titolare del restante 49% del capitale delle società in questione.

La cessione è stata effettuata a seguito del nulla osta da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

produzione, attraverso l'impiego di fonti rinnovabili (risorse idriche, eoliche, da energia solare e da biomasse di origine vegetale certificata).

8
dicembre

Aggiornamento del *rating* di Enel da parte di Standard & Poor's

In data 8 dicembre 2011 l'agenzia Standard & Poor's ha posto sotto osservazione ("*credit watch*") per un eventuale abbassamento il *rating* di Enel SpA a lungo termine, attualmente pari ad "A-".

Tale modifica segue di pochi giorni l'analoga revisione disposta da Standard & Poor's in merito al *rating* della Repubblica Italiana e tiene conto della composizione dell'azionariato di Enel SpA, che vede una partecipazione pubblica pari a circa il 31% del capitale della Società.

5
dicembre

Protocollo tra Enel e Regione Emilia Romagna

In data 5 dicembre 2011 è stato siglato il protocollo tra Regione Emilia Romagna ed Enel, nel contesto del Piano energetico regionale (Per), per un uso più efficiente dell'energia su tutto il territorio e il ricorso a fonti rinnovabili per la produzione, unitamente all'impegno per ridurre le emissioni di CO₂.

La collaborazione tra Regione ed Enel riguarderà più aspetti, tra cui: promozione di misure per la riduzione delle emissioni di CO₂ e per il miglioramento dell'efficienza energetica su tutto il territorio dell'Emilia Romagna, anche attraverso l'utilizzo delle tecnologie più innovative disponibili per l'illuminazione pubblica o con altri progetti specifici per la riduzione dei consumi energetici all'interno degli edifici pubblici. Regione ed Enel collaboreranno per lo sviluppo dell'innovazione e della ricerca scientifica applicata agli usi ottimali dell'energia, e, nel campo della

Scenario di riferimento

Enel e i mercati finanziari

	2011	2010
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,88	1,86
Risultato operativo per azione (euro)	1,21	1,20
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,44	0,47
Dividendo unitario (euro)	0,26	0,28
Pay-out ratio ⁽¹⁾ (%)	59	60
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	4,13	4,04 ⁽²⁾
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,83	4,23
Prezzo minimo dell'anno (euro)	2,84	3,43
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	3,08	3,78
Capitalizzazione borsistica ⁽³⁾ (milioni di euro)	28.961	35.543
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	9.403

(1) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.

(2) Tiene conto dell'effetto del *restatement* dovuto alla conclusione del processo di allocazione del costo di acquisizione relativamente all'operazione di SE Hydropower.

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

	Corrente ⁽¹⁾	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2009
Peso azioni Enel:				
- su indice FTSE MIB	11,01%	12,98%	10,53%	10,27%
- su indice STOXX Europe 600 Utility	9,19%	8,25%	8,07%	8,26%
- su indice Bloomberg World Electric	2,79%	2,93%	3,16%	3,58%
Rating				
	Corrente ⁽¹⁾	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2009
Standard & Poor's	Outlook	Watch Negative	Watch Negative	Stable
	M/L termine	A-	A-	A-
	Breve termine	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	Negative	Negative	Negative
	M/L termine	A3	A3	A2
	Breve termine	P2	P2	P1
Fitch	Outlook	Stable	Stable	Stable
	M/L termine	A-	A-	A-
	Breve termine	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 7 marzo 2012.

Il 2011 è stato un anno caratterizzato da una elevata volatilità. Nel primo semestre l'economia mondiale è cresciuta, spinta soprattutto dalle economie emergenti, dove l'attività ha continuato a espandersi a ritmi sostenuti. Nei Paesi avanzati abbiamo assistito a una *mix* di effetti: nella prima parte dell'anno si è

registrata una accelerazione del PIL nell'area euro (soprattutto in Germania) e, contemporaneamente, una forte contrazione in Giappone (dove gli effetti economici del terremoto si sono rivelati peggiori delle attese), accompagnata da un consistente rallentamento della crescita negli Stati Uniti.

La seconda parte dell'anno è stata, invece, caratterizzata da un generale peggioramento del contesto macroeconomico globale con ripercussioni negative su tutti i Paesi e in particolar modo sulle economie europee. Infatti, a partire dall'estate, le tensioni sul debito sovrano dei Paesi dell'area euro si sono intensificate ed estese a quasi tutte le principali economie aderenti alla moneta unica. Tali pressioni hanno dato origine a diverse e generalizzate revisioni al ribasso delle stime di crescita del PIL su tutti i Paesi da parte delle più importanti istituzioni economiche pubbliche e private.

Per quanto riguarda l'Italia, il Paese ha risentito della crisi in maniera particolarmente accentuata per effetto sia dell'elevato livello di debito pubblico sia delle deboli prospettive di crescita nel medio termine, il tutto confermato anche da una riduzione della domanda elettrica, riduzione che si è manifestata soprattutto negli ultimi mesi dell'anno.

Dividendo unitario
di 0,26 euro
al 31 dicembre
2011

Il suddetto peggioramento delle prospettive economiche ha avuto ripercussioni anche sulle quotazioni dei titoli azionari. Tutti i mercati finanziari dell'area euro hanno chiuso l'esercizio 2011 in calo rispetto alle quotazioni dell'anno precedente. Il mercato italiano è stato quello che ha registrato il calo più marcato. L'indice italiano FTSE Italia All Share ha chiuso il 2011 a -24,3%, appesantito soprattutto dal settore bancario e finanziario, dove si sono registrate perdite consistenti. Il mercato azionario tedesco, rappresentato dal DAX, ha registrato un calo del 14,7%, l'indice francese CAC-40 ha perso il 17,9% e, infine, l'indice spagnolo IBEX-35 ha registrato un calo del 13,1%.

In questo contesto il settore delle *utility* europeo ha registrato un andamento delle quotazioni azionarie in linea con l'andamento dei listini della zona euro. La variazione

dell'indice STOXX Europe 600 Utilities, che raggruppa le principali aziende per capitalizzazione quotate nei diversi listini europei, ha chiuso il 2011 con un calo del 17%.

Per quanto riguarda il titolo Enel, l'esercizio si è chiuso a quota 3.144 euro per azione, in calo del 15,9% rispetto alla chiusura dell'anno precedente. La variazione del titolo risulta essere quindi sostanzialmente in linea con l'andamento del settore delle *utility* europeo e migliore rispetto ai principali *competitor* europei (in particolare, rispetto alle *performance* di RWE, EDF, E.ON, Iberdrola e GDF).

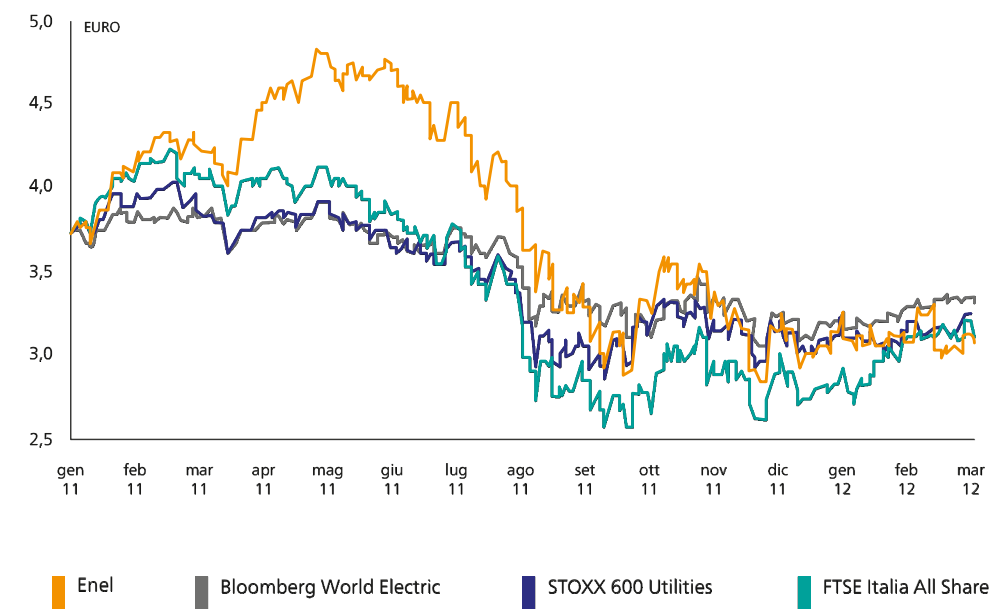
Il 24 novembre 2011 è stato pagato l'acconto sul dividendo relativo agli utili 2011, pari a 10 centesimi di euro, che, sommato a quanto già distribuito il 23 giugno 2011, porta l'ammontare complessivo pagato nel corso dell'anno a 28 centesimi di euro per azione.

Al 31 dicembre 2011 l'azionariato Enel è composto per il 31,2% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 40,3% da investitori istituzionali e per il 28,5% 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 che 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: +39-0683057975; 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 sino al 7 marzo 2012



Il contesto economico energetico nel 2011

Andamento economico

Nel corso del 2011 la crisi del debito nei principali Paesi europei ha minato i deboli segnali di ripresa che si erano intravisti nel 2010, successivi al picco della crisi del 2009. Il livello della produzione industriale è tornato a scendere in maniera consistente in particolar modo nel terzo e quarto trimestre, segnando nella zona euro un decremento rispettivamente del 3% (terzo trimestre) e del 6% (quarto trimestre) in confronto ai valori del 2010. Parte delle perdite dei livelli produttivi è dipesa fortemente dal particolare momento di crisi del ciclo economico, caratterizzato, da una parte, dalla stretta disciplina fiscale perseguita dai singoli Stati della zona euro e, dall'altra, da livelli di consumi particolarmente ridotti.

L'andamento degli indicatori congiunturali, sebbene abbia tenuto nei primi mesi del 2011, ha mostrato un gra-

duale rallentamento a partire dai primi mesi estivi. Ciò è da attribuire, nell'area euro, all'acuirsi dei timori sulla sostenibilità del debito sovrano di alcune economie europee (Grecia, Irlanda, Italia, Portogallo e Spagna). In tale contesto il 2011 è stato inoltre caratterizzato da continui declassamenti dei rating governativi, seguiti da bruschi rialzi degli *spread* dei Paesi europei maggiormente in difficoltà rispetto al Bund tedesco. Sul finire dell'anno si raffreddano gli andamenti degli *spread* governativi sia per gli interventi adottati a livello sovranazionale (Grecia, Irlanda e Portogallo), sia per la successiva adozione di importanti (e attese) manovre strutturali orientate a una crescita di medio-lungo periodo (Italia e Spagna).

Il tasso di crescita del PIL mondiale ha registrato nel 2011 un netto decremento, passando dal 4,1% registrato nel 2010

a un 3,0% del 2011. A determinare l'abbassamento di tale indicatore è stata principalmente la crisi dei Paesi industrializzati. Rispetto alla buona crescita del periodo post-crisi del 2010 (+2,9%) vi è un netto rallentamento anche nell'economia americana che registra un +1,7% nel 2011.

Per quanto riguarda la crescita all'interno dell'area euro, l'economia tedesca ha ottenuto le migliori *performance* all'interno dei maggiori Paesi europei, soffrendo solamente in parte (+3,6% nel 2010 e +3,0% nel 2011) della congiuntura internazionale particolarmente negativa. Tra i Paesi maggiormente colpiti nel 2011 da tale congiuntura vi sono l'Italia, che ha registrato una crescita dello 0,5% (nel 2010 era stata dell'1,1%); la Grecia (-6,9%); la Spagna (0,7%); e il Portogallo (-1,5%).

La crescita delle economie emergenti si è caratterizzata per un rallentamento rispetto ai livelli attesi, sebbene sia stata comunque sostenuta da notevoli tassi di crescita (Cina: +9,2%; India: +8,0%; Taiwan: +4,5%; Indonesia: +6,4%). Buone le *performance* delle economie dei Paesi dell'America Latina, che hanno registrato una crescita nel 2011 pari al 4,4% (nel 2010 era stata del 5,8%).

I mercati dei cambi nel 2011 e nel 2010 hanno evidenziato andamenti da addebitare sostanzialmente alla crisi che ha colpito i mercati finanziari. In particolare, il rapporto euro/dollaro è passato da una media dell'1,33 nel 2010 a una media dell'1,39 nel 2011, con un rialzo del 4,5%. Tale incremento è principalmente attribuibile all'incertezza sulle decisioni delle istituzioni finanziarie in tema di debito sovrano europeo e alle politiche di svalutazione della moneta americana per stimolare la crescita interna. Il tasso sulle operazioni di rifinanziamento principale della Banca Centrale Europea (*fixed rate*) si è attestato intorno a un valore medio dell'1,25%, dopo un *trend* decisamente al ribasso negli ultimi tre anni (nel 2008 il valore medio era stato del

3,15%, nel 2009 dell'1,5% e nel 2010 dell'1,25%). Il valore medio del tasso Euribor registrato nel 2011 è dell'1,39%.

L'incremento graduale dell'inflazione sperimentato nel 2011 riflette essenzialmente le quotazioni sostenute e l'incertezza che hanno caratterizzato i prezzi delle materie prime e dei beni agricoli.

Nella seguente tabella sono evidenziati i *trend* di crescita del PIL nei principali Paesi in cui opera Enel.

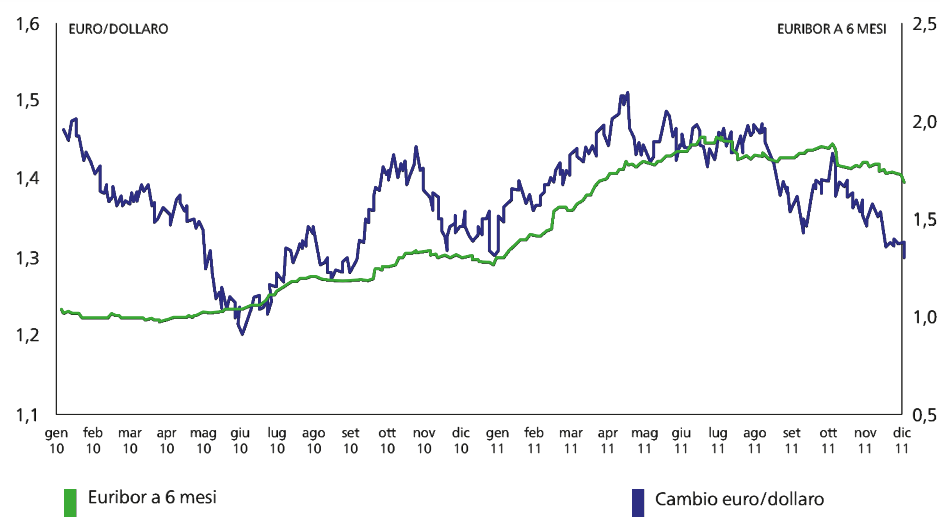
Incremento annuo del PIL in termini reali

%	2011	2010
Italia	0,5	1,1
Spagna	0,7	-0,1
Portogallo	-1,5	1,4
Belgio	1,9	2,1
Grecia	-6,9	-4,0
Francia	1,7	1,5
Bulgaria	2,2	0,4
Romania	2,5	-2,0
Slovacchia	3,3	4,2
Russia	4,3	4,1
Argentina	9,3	8,3
Brasile	2,7	7,7
Cile	6,3	5,3
Colombia	5,9	4,0
Messico	3,9	5,5
Perù	6,8	9,0
Canada	2,5	2,9
USA	1,7	2,9

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

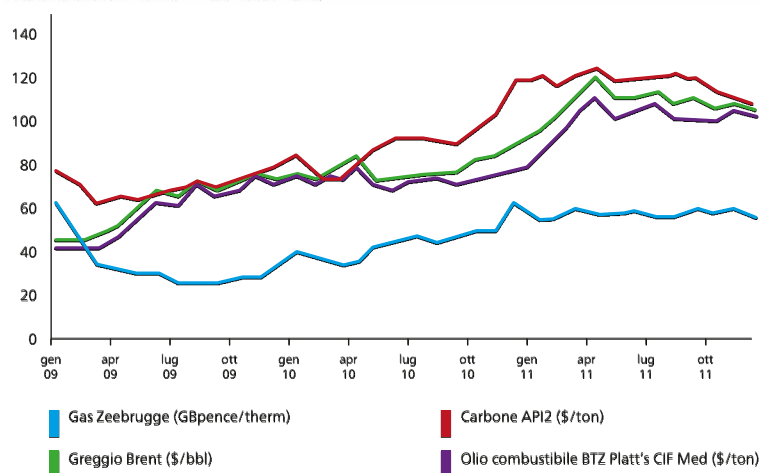


Le quotazioni internazionali delle *commodity*

Nel 2011 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno subito un consistente incremento, sebbene verso fine anno si sia notata una certa diminuzione. Alla base del rialzo delle quotazioni del Brent vi sono moventi legati all'offerta e alla domanda. Tra quelli legati all'offerta troviamo gli squilibri geopolitici (disordini in Nord Africa), mentre per quelli legati alla domanda vi sono moventi di carattere reale (domanda sostenuta dai Paesi emergenti). Ri-

mangono notevoli incertezze legate al prezzo, incertezze derivanti da caratteri finanziari (speculazioni sul mercato delle *commodity*), politici, come la situazione in Iran (dove vengono prodotti circa quattro milioni di barili al giorno), e dai continui disinvestimenti in capacità produttive degli ultimi anni (in particolare in Venezuela e Iran), che contribuiscono ad aumentare l'incertezza della quotazione del petrolio sulle Borse internazionali.

Quotazioni delle *commodity*



Il 2011 è stato caratterizzato da prezzi particolarmente sostenuti non soltanto per quanto riguarda le quotazioni del petrolio, ma per tutte le *commodity* industriali. In particolare, sulle quotazioni del carbone hanno pesato sia le inondazioni in Australia e Indonesia (che già dal dicembre del 2010 hanno creato notevoli pressioni sul prezzo stesso), sia la domanda asiatica elevata. In Europa, invece, la debolezza dei prezzi del gas, i vincoli dei contratti *take or pay* e la crescita delle energie rinnovabili hanno contribuito a una forte contrazione dell'*import* di carbone per uso termoelettrico. Questa minore domanda europea determina il riposizionamento delle forniture del carbone sudafricano e delle provenienze dal Pacifico verso l'Asia.

Il prezzo *spot* del gas naturale nel *hub* europeo di Zeebrugge è passato da 42,9 GBpence/therm del 2010 a 57,2 GBpence/therm, registrando una crescita del 33%. Il prez-

zo del carbone, attestatosi nell'arco del 2010 intorno ai 92 US\$/ton, è passato a 121,5 US\$/ton (crescita del 32%). Incrementi maggiori si sono registrati invece per il prezzo del Brent e dell'olio combustibile, avendo superato entrambi i 100 dollari di quotazione media (111 US\$/bbl per il Brent, con un incremento del 40% rispetto al prezzo medio del 2010, e 102 US\$/bbl per l'olio combustibile, con un incremento del 38% rispetto al prezzo medio del 2010).

Durante il 2011 si registra una significativa discesa (-50%) dei prezzi della CO₂ dai massimi raggiunti dopo il terremoto di Fukushima. Attualmente il sistema europeo di *Emission Trading Scheme* (ETS) riflette un certo grado di *oversupply* esasperato dalla crisi finanziaria, dall'anticipo di aste per emissioni di diritti relativi alla terza fase e dalle incertezze riguardanti l'evoluzione regolatoria (normativa su efficienza, revisione *target* e nuovi strumenti di controllo).

I mercati dell'energia e del gas

Il mercato dell'energia in Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

	2011	2010	2011-2010	
Produzione netta:				
- termoelettrica	217.369	220.984	(3.615)	-1,6%
- idroelettrica	47.672	53.795	(6.123)	-11,4%
- eolica	9.560	9.048	512	5,7%
- geotermoelettrica	5.307	5.047	260	5,2%
- fotovoltaica	9.258	1.874	7.384	-
Totale produzione netta	289.166	290.748	(1.582)	-0,5%
Importazioni nette	45.626	44.160	1.466	3,3%
Energia immessa in rete	334.792	334.908	(116)	-
Consumi per pompaggi	(2.518)	(4.453)	1.935	43,5%
Energia richiesta sulla rete	332.274	330.455	1.819	0,6%

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile sul sistema elettrico - consuntivo dicembre 2011)

L'*energia richiesta* in Italia nel 2011 si attesta a 332,3 TWh, registrando un incremento dello 0,6% rispetto al valore del 2010. L'*energia richiesta* è stata soddisfatta per l'86,3% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,6% nel 2010) e per il restante 13,7% dalle importazioni nette (13,4% nel 2010).

Le *importazioni nette* del 2011 registrano un incremento

di 1,5 TWh, in virtù dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica negli altri mercati europei rispetto al mercato nazionale nei due esercizi.

La *produzione netta* nel 2011 registra un decremento dello 0,5% (-1,6 TWh), sostanzialmente da riferire alla minore produzione da fonte idroelettrica (-6,1 TWh), dovuta alle

migliori condizioni di idraulicità dell'esercizio precedente, nonché al decremento della produzione termoelettrica (-3,6 TWh). Tali effetti sono solo parzialmente compen-

sati dalla maggiore produzione fotovoltaica (+7,4 TWh) e dall'incremento della produzione eolica e geotermoelettrica (+0,8 TWh).

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.
	2011				2010			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh) ⁽¹⁾	72,2				64,1			
Utente domestico con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh): ⁽²⁾ prezzo al lordo delle imposte	15,6	16,2	16,5	16,5	16,3	15,8	15,7	15,6

(1) Fonte: Gestore dei Mercati Energetici; prezzo medio annuo.

(2) Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas e Acquirente Unico (consumo rappresentativo della famiglia media italiana con contratto 3 kW - residente).

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2011 un incremento del 12,6% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2010.

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

za domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas registra nel 2011 un incremento del 2,2%, prevalentemente per effetto della componente A3, a copertura dei costi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, il cui valore medio annuo ha subito un incremento del 55%.

Il mercato del gas in Italia

Domanda di gas naturale in Italia

Miliardi di m ³	2011	2010	2011-2010	
Residenziale e commerciale	31,4	33,8	(2,4)	-7,1%
Industria e servizi	16,1	16,5	(0,4)	-2,4%
Termoelettrico	28,0	30,3	(2,3)	-7,6%
Altro ⁽¹⁾	2,1	2,4	(0,3)	-12,5%
Totale	77,6	83,0	(5,4)	-6,5%

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia si attesta a 77,6 miliardi di metri cubi, registrando un decremento del 6,5% rispetto all'esercizio 2010. La riduzione ha riguardato tutte le tipologie di consumi e in modo particolare i consumi

domestici e civili, a seguito essenzialmente di condizioni climatiche più rigide nell'esercizio 2010, e il comparto industria e servizi per effetto del rallentamento dell'economia nazionale.

Andamento dei prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2011				2010			
Utente medio nazionale con consumi inferiori a 200.000 m ³ annui (centesimi di euro/m ³): prezzo al lordo delle imposte	75,0	76,5	79,7	84,1	69,3	71,8	74,1	74,1

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 si è incrementato del 9%.

I mercati dell'energia all'estero

Andamento della domanda di energia elettrica

TWh	2011	2010	2011-2010
Spagna	255,3	260,6	-2,0%
Portogallo	50,5	52,2	-3,3%
Francia	478,2	513,3	-6,8%
Grecia	51,6	52,3	-1,3%
Bulgaria	33,2	31,5	5,4%
Romania	53,4	52,0	2,7%
Slovacchia	26,9	26,9	-
Russia ⁽¹⁾	758,9	742,3	2,2%
Argentina	121,0	114,8	5,4%
Brasile	528,0	510,6	3,4%
Cile ⁽²⁾	45,0	42,3	6,4%
Colombia	57,0	56,1	1,6%
Perù	36,0	33,0	9,1%
USA ⁽³⁾	3.726	3.750	-0,6%

(1) Europa/Urali.

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

(3) Al netto perdite di rete.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati TSO.

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2011	2010	2011-2010
Mercato finale (residenziale) ⁽¹⁾			
Francia	13,8	12,8	7,8%
Portogallo	16,5	15,8	4,4%
Romania	10,8	10,3	4,9%
Spagna	19,5	17,3	12,7%
Slovacchia	16,8	15,2	10,5%
Mercato finale (industriale) ⁽²⁾			
Francia	8,5	8,5	-
Portogallo	9,9	9,4	5,3%
Romania	8,0	8,5	-5,9%
Spagna	11,4	11,7	-2,6%
Slovacchia	12,8	11,7	9,4%

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

(2) Prezzo semestrale al netto delle imposte - consumo annuo compreso tra 500 MWh e 2.000 MWh.

Fonte: Eurostat.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

	2011	2010	2011-2010
Produzione lorda regime ordinario:			
- termoelettrica	94.223	88.526	5.697
- nucleare	57.731	61.990	(4.259)
- idroelettrica	27.571	38.653	(11.082)
Totale produzione lorda regime ordinario	179.525	189.169	(9.644)
Consumi servizi ausiliari	(7.247)	(6.673)	(574)
Produzione regime speciale	92.352	90.903	1.449
Produzione netta	264.630	273.399	(8.769)
Esportazioni nette	(6.091)	(8.333)	2.242
Consumi per pompaggi	(3.215)	(4.458)	1.243
Energia richiesta sulla rete	255.324	260.608	(5.284)

Fonte: dati Red Eléctrica de España (Balance eléctrico diario peninsular - consuntivo dicembre 2011).

I volumi al 31 dicembre 2011 si basano su dati stimati al 9 febbraio 2012. I volumi al 31 dicembre 2010 sono stati allineati ai dati definitivi pubblicati il 6 luglio 2011.

L'energia richiesta nel mercato peninsulare risulta in diminuzione nel 2011 del 2,0% rispetto ai valori registrati nel 2010, attestandosi a 255,3 TWh. La richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le esportazioni nette del 2011 risultano in diminuzione del

26,9% rispetto ai valori registrati nell'esercizio precedente.

La produzione netta nel 2011 è in diminuzione del 3,2% (-8,8 TWh). La minore produzione da fonte idroelettrica e da fonte nucleare è stata solo parzialmente compensata dall'incremento della produzione termoelettrica (+5,7 TWh) e dalla maggiore produzione in regime speciale.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Il “Terzo Pacchetto Energia”

Il “Terzo Pacchetto Energia” promuove la realizzazione di un mercato europeo dell’energia più concorrenziale e trasparente a vantaggio dei consumatori finali attraverso la progressiva integrazione dei mercati nazionali e l’aumento della sicurezza degli approvvigionamenti, della concorrenza e più in generale della competitività dell’Unione Europea.

Il 3 marzo 2011 è scaduto il termine di recepimento del “Terzo Pacchetto Energia” nella legislazione nazionale degli Stati Membri. In un contesto di generalizzato ritardo nella fase di recepimento, il 31 maggio 2011 il Governo italiano ha introdotto il “Terzo Pacchetto Energia” nella legislazione nazionale mediante il decreto legislativo n. 93/2011, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 28 giugno 2011.

Tra le disposizioni di maggior rilievo si segnalano quelle relative all'*unbundling* del gestore di rete o TSO (*Transmission System Operator*), che nel settore elettrico hanno confermato la scelta dell'*unbundling* proprietario – cui è stato espressamente vietato di esercitare impianti di produzione di energia elettrica –, mentre nel settore del gas hanno portato all’adozione del modello dell’ITO (*Independent Transmission Operator*), caratterizzato da una struttura proprietaria verticalmente integrata, da norme di separazione funzionale più cogenti rispetto al passato e dal controllo e approvazione degli atti da parte dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas. Inoltre, con riguardo all’integrazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER), il gestore della rete di trasmissione nazionale (RTN) e le imprese distributrici possono installare sulle reti da essi gestite sistemi di accumulo per ottimizzare la produzione da fonti rinnovabili. In ultimo, con riferimento all’esenzione dall’obbligo di *Third Party Access* (TPA) nel settore elettrico, la durata dell’esenzione TPA è ora definita caso per caso ed è soggetta a decadenza nel caso di mancato avvio o mancato completamento dell’opera entro termini fissati dalla direttiva.

Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell’Energia (ACER)

Come previsto dal “Terzo Pacchetto Energia”, a marzo 2011 è divenuta operativa l’Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell’Energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* - ACER), la cui missione consiste nel facilitare il processo di integrazione del mercato europeo e, ove necessario, coordinare le azioni delle Autorità nazionali su temi specifici. Inoltre, l’Agenzia fornisce opinioni e raccomandazioni alle istituzioni europee per le tematiche di sua competenza e monitora il processo di completamento del mercato interno dell’energia.

Nell’ambito del quadro normativo definito dal “Terzo Pacchetto Energia”, la Commissione Europea ha incaricato ACER di redigere apposite linee guida (FG - *Framework Guidelines*) che costituiscono la base per l’elaborazione dei codici di rete che – una volta approvati – saranno validi in tutti gli Stati Membri dell’Unione. Infine ACER collabora insieme agli operatori di rete alla definizione dei piani di sviluppo della rete di trasporto dell’energia.

Procedure della Commissione Europea in materia di prezzi regolati

Il 6 aprile 2011 la Commissione Europea (CE) ha inviato parere motivato a Italia, Polonia e Romania, invitando i tre Paesi ad adattare le rispettive legislazioni nazionali in materia di prezzi regolati per i clienti finali alle norme europee. Oggetto di attenzione della DG Energia sono le tariffe di vendita del gas ai clienti finali in Polonia, dell’elettricità in Italia, di gas ed elettricità in Romania. A poche settimane di distanza, il 9 maggio 2011, la CE ha adottato un simile provvedimento nei confronti del Portogallo, con riferimento alle sue tariffe per la vendita del gas naturale ai clienti finali. Secondo la CE il permanere di prezzi finali regolati ostacola l’ingresso sul mercato di nuovi operatori e priva i consu-

matori e le imprese della possibilità di scegliere il miglior servizio disponibile sul mercato.

Regolamento sulla trasparenza nei mercati energetici all'ingrosso (REMIT)

Il 28 dicembre 2011 è entrato in vigore il regolamento sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici all'ingrosso (REMIT), proposto dalla CE nel novembre 2010 e adottato formalmente nel corso del 2011. Il regolamento impedisce l'abuso di informazioni privilegiate (*insider trading*) e la manipolazione del mercato: di conseguenza, introduce l'obbligo, in capo agli operatori, di pubblicare le informazioni privilegiate (*inside information*) in loro possesso in maniera efficace e tempestiva. Il regolamento, inoltre, introduce l'obbligo di fornire dati sulle operazioni nei mercati dell'energia all'ingrosso all'ACER, la quale rivestirà un ruolo chiave nel monitoraggio dei mercati e nell'individuazione dei casi di abuso di mercato. L'obbligo di raccolta dati entrerà in vigore sei mesi dopo l'adozione dei corrispondenti atti di esecuzione da parte della CE, che definiranno tempi e modalità di tale comunicazione. I dati da comunicare includeranno tra le altre cose il prezzo, i volumi, la data e l'ora della transazione, il nome del venditore, dell'acquirente e del beneficiario.

Energy Roadmap 2050

Il 15 dicembre 2011 la CE ha adottato la comunicazione *Energy Roadmap 2050*, che delinea lo scenario per la decarbonizzazione del sistema energetico dell'Unione Europea, preservandone gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti e di competitività. L'*Energy Roadmap 2050* rappresenta una base fondamentale su cui la Commissione produrrà le prossime iniziative legislative in materia energetica. Contrariamente alla consueta pratica comunitaria, la comunicazione non elenca misure definite per raggiungere un determinato obiettivo politico, ma esplora diverse opzioni (cinque scenari di de-carbonizzazione a fronte di due scenari *Business As Usual* - BAU) per raccogliere informazioni e approfondire le modalità di transizione verso la decarbonizzazione, individuando dieci cambiamenti strutturali e altrettante condizioni necessarie al raggiungimento dell'obiettivo (c.d. "*no regret options*").

Proposta di direttiva sull'efficienza energetica

Il 22 giugno 2011 la CE ha inviato al Consiglio e al Parlamento Europeo la proposta per una nuova direttiva sull'efficienza energetica, con cui intende definire un quadro normativo europeo per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico e rendere vincolanti alcune misure proposte nell'*Energy Efficiency Plan* dell'8 marzo 2011. La nuova direttiva sull'efficienza energetica sostituirà le precedenti direttive sulla cogenerazione (2004/8/CE) e sui servizi energetici (2006/32/CE).

Tra le misure principali, la CE propone di introdurre un obbligo di risparmio energetico annuo dell'1,5% per ogni Stato Membro. Tale obiettivo può essere raggiunto introducendo un obbligo equivalente in capo a distributori o venditori, o attraverso misure alternative (per esempio, programmi di finanziamento o accordi volontari). Tramite le proprie politiche di *procurement* e iniziative di ristrutturazione edilizia, anche gli enti pubblici avranno un ruolo attivo nella diffusione di prodotti e servizi a basso consumo energetico.

Con riferimento alla generazione elettrica, la proposta della Commissione prevede che gli Stati Membri definiscano un piano nazionale per la promozione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento e condizionamento. Inoltre, pur ammettendo alcune deroghe, la Commissione propone agli Stati Membri di prevedere l'obbligo di adottare tecnologie cogenerative per impianti di generazione elettrica eccedenti i 20 MW.

Proposta di direttiva in materia di regolazione degli strumenti nei mercati finanziari (MiFID II)

La direttiva MiFID (*Markets in Financial Instruments Directive* - 2004/39/CE) definisce un quadro organico di regole finalizzate a disciplinare la prestazione dei servizi di investimento in relazione a strumenti finanziari da parte di banche e imprese di investimento, e l'esecuzione organizzata delle transazioni da parte delle Borse e degli altri sistemi di negoziazione e di investimento. La MiFID si applica pertanto alle imprese di investimento che svolgono servizi su base professionale e ai mercati regolamentati. A oggi i fornitori di energia risultano esclusi dall'ambito di applicazione della MiFID.

Il 20 ottobre 2011 la CE ha pubblicato una proposta di revisione di tale direttiva, che si compone di una direttiva

(MiFID) e di un regolamento (MiFIR). Le proposte della Commissione con maggiore rilevanza per i settori energetici sono la classificazione delle *European Union Allowances* (EUAs - diritti di emissione del sistema ETS) come strumenti finanziari e alcune importanti modifiche alle esenzioni sinora in vigore, tra cui l'eliminazione dell'esenzione per negoziazione in conto proprio su merci e derivati su merci.

Proposta di regolamento sulle "Linee guida per un'infrastruttura energetica transeuropea"

Il 19 ottobre 2011 la CE ha presentato la proposta di regolamento sulle "Linee guida per un'infrastruttura energetica transeuropea". La proposta di regolamento, attualmente in discussione al Parlamento e al Consiglio, stabilisce le linee guida europee per lo sviluppo di alcuni corridoi prioritari di trasporto dell'energia e altre infrastrutture energetiche.

In particolare, la proposta di regolamento stabilisce le regole per identificare i progetti "di comune interesse" (PCI), necessari per la realizzazione delle infrastrutture di interconnessione e trasporto di elettricità, gas, petrolio e CO₂.

Il regolamento si inserisce all'interno di un piano più ampio di investimenti annunciato contestualmente dalla stessa Commissione mediante la proposta di regolamento "Connecting Europe Facility", che finanzia investimenti per 50 miliardi di euro allo scopo di realizzare progetti per migliorare le reti europee di trasporto, di energia e digitali. Per quanto riguarda il settore dell'energia, il piano di investimenti proposto dalla Commissione è di 9,1 miliardi di euro per lo sviluppo e il potenziamento dell'infrastruttura energetica transeuropea.

Emission Trading

Sin dal 2005 le installazioni del Gruppo Enel presenti in Europa sono soggette all'*Emission Trading Scheme* 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). L'avvio della terza fase di attuazione (2013-2020) 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 è che l'allocatione gratuita delle quote di emissione, regola prevalente finora, verrà gradualmente sostituita da un meccanismo di aste per l'acquisto delle quote; in particolare, il settore elettrico dovrà acquistare all'asta il 100% delle quote necessarie. Le aste cominceranno già dalla seconda metà del 2012 (c.d. "aste anticipate"), con la vendita sul mercato di 120 milioni di quote della fase III. Le quote di pertinenza di Italia, Spagna e Slovacchia sono rispettivamente il 9,4%, l'8,4% e l'1,5% sul totale delle quote messe a disposizione a livello europeo per l'intera fase III. I proventi derivanti da tali aste saranno gestiti dagli Stati Membri, che dovranno però destinare almeno il 50% delle entrate al finanziamento di progetti nell'ambito delle tecnologie *low carbon* (CCS, 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 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 è stata avviata nel mese di novembre 2011, e se ne prevede il completamento entro ottobre 2012; successivamente la BEI monetizzerà i restanti 100 milioni di quote.

Dal 1° gennaio 2012 il settore aereo sarà 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.

Nel corso del 2012 un Registro Unico Europeo sostituirà i registri nazionali per la contabilizzazione delle quote di emissione. Per gli operatori aerei il nuovo registro sarà operativo da gennaio 2012 (in concomitanza con l'inclusione del settore nell'ETS), mentre per gli altri settori ETS la transizione avverrà nel corso del 2012. Il passaggio al nuovo Registro Unico è accompagnata da una serie di misure volte a incrementare il grado di sicurezza e trasparenza del mercato europeo delle quote di emissione.

Il mercato italiano e il quadro regolamentare europeo

L'attuale assetto del mercato elettrico italiano è il risultato del processo di liberalizzazione avviato nel 1992 con la direttiva comunitaria 1996/92/CE, recepita nell'ordinamento italiano dal decreto legislativo n. 79/1999. Con tale decreto sono state stabilite: la liberalizzazione delle attività di produzione e vendita dell'elettricità; la riserva nei confronti di un gestore di rete indipendente delle attività di trasmissione e dispacciamento; l'affidamento in concessione dell'attività di distribuzione a Enel e alle altre imprese municipalizzate; la separazione dei servizi di rete dalle altre attività della filiera (*unbundling*).

L'applicazione a livello nazionale delle successive direttive 2003/54/CE e 2009/72/CE, rispettivamente con la legge n. 125/2007 e il decreto legislativo n. 93/2011, ha contribuito a consolidare il percorso intrapreso, in particolare attraverso la totale 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.

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. Tali regimi sono stati definiti 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 diversi 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*

In ottemperanza al decreto legislativo n. 164/2000, 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, nel corso del 2011 l'AEEG ha aggiornato le modalità di determinazione della componente materia prima (QE); tale revisione ha com-

portato un incremento del valore della componente di circa l'1% rispetto all'anno termico precedente. Contestualmente la stessa AEEG ha avviato un procedimento per una nuova revisione della QE a valere da ottobre 2012.

Per il biennio 2012-2013, l'AEEG ha incrementato la componente 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 ("Decreto Bersani") e può essere esercitata da qualunque soggetto sulla base di una specifica autorizzazione.

L'energia elettrica prodotta può essere venduta all'ingrosso in un mercato *spot* organizzato (IPEX), gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), e attraverso piattaforme per la negoziazione di contratti a termine, organizzate e non organizzate (*over the counter*). 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, gli scambi di energia avvengono 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. 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 una delibera che fissa i criteri per l'attuazione 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.

Gas

Mercato all'ingrosso

Le attività di estrazione, importazione (da Paesi dell'Unione Europea) ed esportazione di gas naturale sono liberalizzate. I contratti di importazione di gas con durata superiore a un anno sono soggetti ad autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

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 Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato il piano di investimenti in nuovi stoccaggi proposto da Eni.

Nel corso del 2010 è diventata operativa la piattaforma di negoziazione del mercato *spot* del gas ("Borsa gas"), in cui il ruolo di controparte centrale è ricoperto dal GME.

Da dicembre 2011 è stato infine avviato il mercato di bilanciamento, con Snam Rete Gas nel ruolo di controparte centrale, secondo le regole definite dall'AEEG.

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 4 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 Ministero dello Sviluppo Economico 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 correlate ai costi sostenuti per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura e sono fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di quattro anni) e sono aggiornate annualmente, nel corso dello stesso periodo, attraverso l'applicazione di meccanismi predefiniti dalla stessa AEEG.

Ai fini della fissazione dei livelli tariffari per il primo anno di ciascun periodo di regolazione l'AEEG determina, sulla base di informazioni desumibili dai bilanci degli operatori appositamente predisposti (bilanci *unbundling*), un costo riconosciuto a livello di settore di attività che comprende i costi operativi, gli ammortamenti e una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto.

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 ricono-

sciuti 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 esistenti mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.

Il 1° gennaio 2012 è iniziato il quarto periodo di regolazione (2012-2015). Per tale periodo l'AEEG ha fissato per le attività di distribuzione e misura un tasso di remunerazione del capitale investito complessivamente pari al 7,6% per gli investimenti effettuati fino al 2011 (nel precedente periodo di regolazione 2008-2011 erano previsti invece due tassi separati, pari al 7,0% e al 7,2%, rispettivamente per l'attività di distribuzione e di misura) e pari all'8,6% per quelli realizzati a partire dall'esercizio 2012. Sono inoltre previste ulteriori maggiorazioni per determinate categorie di investimenti incentivati. 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 (rispettivamente 1,9% e 5,0% nel precedente periodo di regolazione).

Contestualmente all'aggiornamento delle regole per il quarto periodo regolatorio, l'AEEG ha incrementato dello 0,7% il livello di perdita *standard* riconosciuto alle imprese di distribuzione sulle linee in media tensione.

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.

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. 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 Ultimo Recurso* (CUR) la quale applicherà una *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), fissata dal Governo, tenendo conto del costo dei prezzi di 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 dall'intersezione fra la curva di acquisto e di vendita. La quantità di energia venduta tramite contratti bilaterali non viene contabilizzata per calcolare il prezzo, ma deve essere comunque riportata all'operatore del mercato. Tutti gli impianti con potenza superiore a i 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 che stabilisce i principali parametri di questo meccanismo

che dovrebbe concludersi il 31 dicembre 2014. Dal 2011 al 2014, il volume totale di elettricità prodotto da tale fonte non deve superare i 23,4 TWh annui.

Capacity payment

Il meccanismo di *capacity payment* è articolato in tre parti:

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

Per la prima categoria l'ammontare degli investimenti riconosciuti è pari a 26.000 euro/MW annui per 10 anni; per la seconda è pari a 8.750 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 (misura transitoria approvata nel novembre 2011 in attesa di un provvedimento definitivo).

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* sociale

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 Ultimo 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 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, Hidroeléctrica del Cantábrico ed E.ON).

Il Regio Decreto 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 Re-*

ducida. Il *bonus social* è applicato al cliente finale dalla società di vendita e il relativo costo è a carico delle società di generazione in base a una percentuale stabilita dal Governo.

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 e i sussidi del regime speciale ("*régimen especial*", fonti rinnovabili, rifiuti e cogenerazione) e del piano di risparmio ed efficienza energetica.

Al fine di remunerare tali costi, tutti i clienti pagano una tariffa di accesso fissata dal Governo ogni anno, con possibilità di revisione trimestrale per eventuali adattamenti alle condizioni di mercato. Secondo quanto disposto dal Regio Decreto n. 1544/2011, pubblicato nel 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 accesso 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 *deficit* cumulato al 31 dicembre 2010 ha raggiunto i 25,8 miliardi di euro, mentre si stima che al 31 dicembre 2011 l'ammontare cumulato abbia superato i 28,8 miliardi di euro, in eccedenza rispetto al limite prefissato per tale data.

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.

Sino al 2008 le imprese hanno cartolarizzato una parte del *deficit* attraverso aste, tuttavia l'inizio della crisi economi-

co-finanziaria ha fatto sì che le aste del *deficit ex-ante* siano andate deserte a partire dal settembre 2008. 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 postposto a luglio 2012. Nel 2011 le cartolarizzazioni effettuate sono state pari a 9,2 miliardi di euro, di cui 4,7 miliardi di euro a favore di Endesa.

Il sistema elettrico extrapeninsulare

L'art. 12 della legge del settore elettrico prevede che le attività di fornitura di energia elettrica effettuata nelle regioni extrapeninsulari (Canarie e Baleari) sono soggette 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 saranno 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.

Sicurezza nucleare

Il 16 marzo 2011 il Governo spagnolo, in linea con quanto discusso a livello europeo, ha sollecitato al Consiglio per la Sicurezza Nucleare (CSN) la revisione dei sistemi di sicurezza delle centrali nucleari spagnole. In concreto sono stati richiesti studi sismici complementari e studi sui rischi di inondazione.

Il 15 settembre 2011 il CSN ha inviato all'Unione Europea il *report* preliminare sulle prove di resistenza degli impianti nucleari. Tutte le centrali sono risultate conformi alle specifiche tecniche di sicurezza.

Responsabilità civile per gli operatori di centrali nucleari

Il 28 maggio 2011 è stata pubblicata la legge n. 12/2011, che regola il nuovo regime di responsabilità civile per gli operatori di impianti nucleari. Secondo quanto stabilito dalla legge, la responsabilità obbligatoria minima dell'operatore in caso di incidente è stata elevata fino a 1.200 milioni di euro (rispetto ai 700 milioni di euro che fissava la normativa precedente). Inoltre, vengono estesi il concetto di "danno nucleare", per includere anche danni ambientali, misure di ripristino e lucro cessante, e il periodo in cui è possibile avanzare richieste di risarcimento per danni alle persone, che passa da 10 a 30 anni.

Emissioni di CO₂

Durante il corso del 2011 le emissioni prodotte dagli impianti di Endesa in Spagna, secondo la migliore stima disponibile, sono state pari a circa 35,0 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione pari a circa 23,7 Mton.

Distribuzione

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

Il Ministero fissa annualmente la remunerazione 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.

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 Brasile i piani per la nuova capacità di generazione sono dettati dal Ministero, 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 che aveva investito il Paese, si basa sull'ipotesi di assenza di restrizioni all'offerta di gas. 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 attuata 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.

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). In Argentina non si sono ancora mai svolte le revisioni tariffarie.

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 nel 2010), 0,5 MW in Cile (40% dei volumi nel 2010), 0,1 MW in Colombia (35% dei volumi nel 2010) e 0,2 MW in Perù (46% dei volumi nel 2010). 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 alle 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 non sono definiti 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 (177 milioni di euro circa).

Divisione Internazionale

Russia

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 venti *Generation Companies*), sono stati acquisiti da investitori sia nazionali sia stranieri (oltre Enel, la tedesca E.ON e la finlandese Fortum). La Genco idroelettrica (RusHydro), la società che gestisce le centrali nucleari (Rosenergoatom) e 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 liberalizzazione del mercato è avvenuta in diverse fasi, con l'aumento progressivo dei 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. 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 2011 e 2012 su base annuale; pluri-annuale a partire dal 2013), con l'obiettivo di garantire sufficiente disponibilità di capacità nel lungo periodo e ricavi stabili per i generatori.

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

Nel mercato al dettaglio la fornitura ai clienti domestici è garantita da *guarantee suppliers* operanti in regime di monopolio, mentre i consumatori non domestici sono liberi di scegliere il proprio fornitore. Tuttavia, nonostante alcune misure di promozione della concorrenza sul mercato non domestico siano state approvate durante quest'anno, lo *switching* rimane limitato perché gravato da procedure ancora troppo complesse. Una riforma del mercato finalizzata allo sviluppo effettivo della concorrenza è attesa nel corso del 2012.

Nel corso del 2011 sono stati costituiti gruppi di lavoro, formati da esperti incaricati dal Governo e operatori del settore (tra cui Enel OGG-5), con l'obiettivo di preparare una proposta di riforma del mercato 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.

Inoltre, per quanto riguarda la remunerazione della capacità, a esclusione della tipologia di impianti sopra menzionata per i quali è previsto un sistema di remunerazione agevolata (DPM), si ipotizza a tendere la scomparsa di meccanismi di remunerazione della capacità e l'introduzione di un mercato *energy-only* in grado di garantire un'adeguata remunerazione degli asset di generazione e di fornire incentivi per gli investimenti di ammodernamento.

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.

Romania

Il 1° luglio 2007 la Romania ha introdotto i principi europei di *unbundling* societario. 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.

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).

Il terzo periodo regolatorio partirà nel 2013 e si concluderà nel 2017.

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.

Francia

In Francia, grazie all'accordo firmato con EDF nel 2007, Enel può svolgere nel Paese attività di generazione nucleare ed eolica e di commercializzazione di energia elettrica. Il meccanismo regolatorio del mercato francese è stato sostanzialmente modificato dalla legge NOME (*Nouvelle organisation du marché de l'électricité*), i cui principali elementi sono:

- > per i fornitori alternativi, accesso a energia di base nucleare a prezzi regolati (c.d. ARENH "Accès Réglementé 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;
- > ai fornitori alternativi viene richiesto di adattare le richieste di 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 di 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 del 2012 il Ministero dell'Energia 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 ne vengano esplorate alcune forme.

Divisione Energie Rinnovabili

Europa

In ambito europeo, la Commissione Europea nel 2009 ha emanato la direttiva n. 28/2009, 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.

Italia

Certificati verdi e tariffe onnicomprensive

In Italia la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è incentivata tramite meccanismi differenziati per fonte e taglia di impianto. Il soggetto istituzionale incaricato dell'erogazione degli incentivi è il Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Il principale meccanismo di incentivazione è il sistema dei certificati verdi (introdotto con decreto legislativo n. 79/1999) che obbliga produttori e importatori di energia a immettere una quota di produzione rinnovabile, anche tramite l'acquisto da produttori rinnovabili di certificati verdi. La quota d'obbligo è attualmente pari al 6,8% 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 valore massimo 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 nel 2011 a 113,1 euro/MWh. Il valore minimo è pari al prezzo di ritiro dei certificati verdi da parte del GSE, che per gli anni di ritiro 2009-2011 è stato definito come media dei prezzi di mercato dei certificati verdi nel triennio precedente; per il 2011 tale valore minimo è stato pari a 87,38 euro/MWh.

Gli impianti di potenza inferiore o uguale 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 cui valore è stato stabilito dalla legge n. 244/2007 e successivamente aggiornato dalla legge n. 99/2009.

Conto Energia

Gli impianti fotovoltaici sono incentivati tramite il Conto Energia, che consiste nell'assegnazione di tariffe (*feed-in premium*, non inclusive del valore dell'energia) che incentivano l'energia prodotta per la durata di 20 anni, aggiornate fino al 2016 dal decreto ministeriale del 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia). Tale decreto prevede un obiettivo di potenza installata al 2016 pari a 23 GW e tetti non vincolanti di spesa massima per ciascun semestre degli anni 2013-2016. Il superamento di tali soglie comporta una riduzione delle tariffe incentivanti anche per i semestri successivi. Unicamente per il periodo 2011-2012, per gli impianti di grandi dimensioni (superiori a 1 MW se installati su tetti o a 200 kW se installati a terra), è previsto un limite vincolante alla spesa di incentivazione attuato tramite un registro di iscrizione gestito dal GSE.

Sviluppi attesi

Il decreto legislativo n. 28/2011, di recepimento della direttiva 28/2009/CE, ha introdotto una sostanziale revisione degli attuali meccanismi di incentivazione. Tale revisione dovrà essere adottata tramite appositi decreti ministeriali, attesi inizialmente entro settembre 2011 ma a oggi ancora non emanati.

In particolare, il nuovo sistema di incentivi sarà basato sul superamento del sistema dei certificati verdi, sostituito da un meccanismo di tariffe e aste al ribasso gestite dal GSE, mentre per il fotovoltaico continuerà a valere il sistema del Conto Energia.

Tali nuovi meccanismi saranno applicati agli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 2013. Per gli impianti che entreranno in esercizio entro il 2012 continuerà, invece, a essere applicato fino al 2015 il sistema dei certificati verdi, mentre per la restante durata del periodo di incentivazione il diritto al certificato verrà convertito in un sistema a tariffa.

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 nel trimestre precedente. Per assicurare lo sviluppo di impianti eolici *off-shore* e fotovoltaici a terra o con potenza superiore a 100 kW, il Governo francese ha promosso l'utilizzo di meccanismi ad asta. 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 all'80% del CPI (*Consumer Price Index*), a eccezione del fotovoltaico il quale è indicizzato al 25% del CPI (*Consumer Price Index*) 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 eccezione della fonte solare.

Romania

In Romania la principale forma di incentivazione per tutte le fonti rinnovabili è il sistema dei certificati verdi, 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 certificati verdi, 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 al 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 certificati per ogni MWh di produzione da biomassa, geotermica ed eolica fino al 2017 (dopo il 2017 1 certificato), 6 certificati per ogni MWh di produzione fotovoltaica, 3 certificati per ogni MWh di produzione idroelettrica per impianti di nuova costruzione. Tale valore è espresso in euro/certificato verde 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° genna-

io 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 (*Convocatorie*), sulla base della potenza registrata nel periodo di riferimento precedente. Entrambe le tariffe sono onnicomprensive 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.

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 determinate tecnologie (come il rinnovabile).

Le aste attualmente si differenziano in A-1 (tipicamente per impianti esistenti), A-3 e A-5, in funzione dell'obbligo del produttore 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 una quota pari al 5% di tutta l'energia contrattualizzata dopo il 31 agosto 2007. Tra il 2010 e il 2014 è previsto un aumento dello 0,5% annuo al fine di raggiungere una quota pari al 10% da fonte rinnovabile entro il 2024. Il meccanismo attualmente in vigore prevede alcune 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. La CADE, *Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico*, incaricata 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%.

Nord America

Le principali forme di incentivazione previste nel Nord America sono il sistema dei *Renewable Portfolio Standard* (RPS), a livello statale, e gli incentivi fiscali a livello federale.

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 accelera-

to 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 ciascun Stato. La maggior parte degli Stati ha adottato sistemi di certificazione scambiabili sul mercato ma attualmente non è ancora attiva una piattaforma a livello federale.

Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio *business*, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, in particolare a rischi di mercato, rischi di credito, rischi di liquidità, rischi operativi e rischi di carattere regolatorio.

Per contenere l'esposizione a tali rischi il Gruppo svolge una serie di attività di analisi, monitoraggio, gestione e controllo degli stessi che sono descritte nei successivi paragrafi.

Da un punto di vista organizzativo, nel corso dell'ultimo anno è stato disegnato un modello di *governance* dei rischi finanziari, *commodity* e di credito che ha previsto

l'istituzione di appositi Comitati Rischi a livello di Gruppo e a livello di Divisione/società, deputati all'indirizzo strategico delle attività di *risk management* e alla supervisione delle attività di gestione e controllo dei rischi, nonché l'emanazione di *policy* dedicate alla disciplina della gestione dei rischi, all'individuazione di ruoli e responsabilità gestionali e di controllo e all'articolazione di un sistema di limiti operativi validi a livello di Gruppo e, ove ritenuto opportuno, a livello di singola Divisione/società.

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 CO₂

L'emissione di anidride carbonica (CO₂), oltre a rappresentare uno dei fattori che può influenzare sensibilmente la gestione del Gruppo, rappresenta una delle maggiori sfide che il Gruppo stesso, a tutela dell'ambiente, sta affrontando. La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO₂) impone oneri per il settore elettrico, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto l'instabilità del mercato delle quote ne accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio. Al fine di

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

Rischi di mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato, 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 realiz-

zazione 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 di partecipazioni;
- > debito acceso a livello di *holding* o delle singole *subsidiaries* denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi.

Inoltre, il Bilancio consolidato è soggetto al rischio di traduzione, connesso alla politica strategica di diversificazione internazionale del portafoglio del Gruppo, derivante dalla conversione di poste contabili relative a società con-

trollate denominate in divise diverse dall'euro.

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 *risk governance* di Gruppo, conte-

nendo 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 e viceversa.

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*).

Al fine di minimizzare il rischio di credito, il Gruppo si è dotato di una apposita *policy* di gestione, valida a livello di Gruppo, che prevede la valutazione del merito di credito delle controparti – in base a informazioni fornite da società esterne e a modelli di valutazione interni – e il monitoraggio strutturato delle esposizioni al rischio, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere anche rispetto a valori so-

glia predefiniti (limiti). Per mitigare ulteriormente il rischio di credito è prevista, in taluni casi, l'eventuale richiesta di opportune garanzie ovvero, per specifiche porzioni del portafoglio clienti, si ricorre a una copertura assicurativa presso primarie società di assicurazione del credito. Inoltre, con riferimento a specifici segmenti del portafoglio commerciale, sono state poste in essere alcune operazioni di cessione dei crediti; tra queste, le principali hanno riguardato il portafoglio dei crediti commerciali della Divisione Mercato.

Con riferimento al rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni di natura finanziaria, ivi inclusi strumenti finanziari derivati, 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 e la sottoscrizione di accordi di marginazione che pre-

vedono lo scambio di *cash collateral* ovvero l'applicazione di criteri di *netting*.

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 sfavorevoli a causa di fattori legati alla percezione della propria rischiosità da parte del mercato o di situazioni di crisi sistemica (per esempio, *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* sufficiente a far fronte a impegni inattesi. Inoltre, al fine di assicurare la liquidità nel lungo termine, Enel persegue una struttura dell'indebitamento equilibrata e diversificata in termini di mercati e profilo di scadenze. 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; 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 situazione di perdurante tensione dei mercati finanziari, sono state effettuate nel corso dell'esercizio 2011 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori istituzionali per complessivi 2,25 miliardi di euro.

Rischi connessi al *rating*

La possibilità di accesso al mercato dei capitali, alle altre forme di finanziamento e i costi connessi dipendono, tra l'altro dal merito di credito assegnato al Gruppo.

L'attuale *rating*⁽¹⁾ di Enel è pari a: (i) "A-" secondo Standard & Poor's; (ii) "A-", con *outlook* stabile, secondo Fitch; e (iii) "A3", con *outlook* negativo, secondo Moody's a seguito di un *downgrade* avvenuto nel mese di ottobre 2011. Nel corso di dicembre 2011, Standard & Poor's ha posto sotto osservazione ("*credit watch*") i *rating* di Enel SpA a lungo

termine per esaminare la possibilità di un loro eventuale abbassamento.

Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di *rating* potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo. I livelli di *rating* di Enel sono riportati nel dettaglio nel paragrafo "Enel e i mercati finanziari".

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 macro-economica e finanziaria, regolatoria e di mercato, geopolitica e sociale, il cui verificarsi potrebbe determinare un effetto negativo sia sui flussi reddituali sia sulla protezione degli asset aziendali. Proprio per mitigare questa tipologia di rischio Enel

(1) Dati aggiornati al 7 marzo 2012.

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.

Il 2011 è stato caratterizzato inizialmente dallo scoppio delle rivolte in Nord Africa, che hanno ribaltato i precedenti Governi autoritari. Nonostante nuove elezioni (in Egitto e Tunisia) e l'uccisione di Gheddafi (in Libia), le tensioni sociali rimangono ancora il principale motivo di preoccupazione relativamente ai Paesi della regione nordafricana. La crisi economica e finanziaria della Grecia, iniziata nel 2010, è stata protagonista indiscussa del dibattito economico mondiale del 2011. Tale crisi ha inoltre contagiato l'intera area europea, innescando un meccanismo speculativo sul mercato dei *bond* governativi che ha colpito con

maggiore intensità le emissioni italiane e spagnole.

L'inasprimento dei tassi sui mercati obbligazionari di questi ultimi Paesi ha acuito il peso del costo del debito pubblico sul relativo bilancio governativo, peggiorandone, in un circolo vizioso, il rischio Paese a causa della maggiore difficoltà a far fronte agli oneri sottoscritti.

Negli Stati Uniti, a causa della precaria situazione economica, la fiducia nel Presidente Obama rasenta i minimi storici e la dilagante disoccupazione continua a soffocare i consumi; questo, congiuntamente al critico quadro economico europeo, rischia di scatenare la tanto temuta "*double dip recession*".

In conclusione, il 2011 ha visto risalire il rischio Paese medio ponderato del Gruppo dai livelli di *closing* del 2010.

Altri rischi

Per la natura del proprio *business*, il Gruppo è esposto a eventi accidentali avversi o malfunzionamenti nei propri impianti di generazione, nelle reti di distribuzione e nelle attività di *upstream gas*, che possono comprometterne la temporanea funzionalità. Al fine di misurare tali rischi e promuovere le migliori azioni di mitigazione, il Gruppo si è dotato di un modello integrato per l'individuazione, la misurazione e la gestione dei rischi industriali, insieme al ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, a tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, a *survey* tecnologici mirati alla rilevazione e al controllo dei rischi e al ricorso 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 ti-

pici 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 concerne la generazione nucleare, Enel è attiva in Slovacchia attraverso Slovenské elektrárne e in Spagna attraverso Endesa; detiene inoltre una partecipazione per la costruzione del reattore europeo ad acqua pressurizzata (EPR) a Flamanville, in Francia. Nell'ambito delle sue attività nucleari, il Gruppo è esposto anche a rischi operativi e potrebbe dover fronteggiare costi aggiuntivi a causa di, tra gli altri, 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 quadro macroeconomico globale si presenta ancora molto incerto e, nelle economie mature europee, il ciclo economico non sembra presentare, al momento, segnali di ripresa, con previste contrazioni del PIL in Spagna e in Italia. Nei Paesi emergenti dell'Europa dell'Est, in Russia e nei Paesi dell'America Latina, al contrario, si evidenziano *trend* positivi di consolidamento e sviluppo delle economie.

Il Gruppo proseguirà, quindi, il percorso di crescita intrapreso nei citati Paesi emergenti, nonché il proprio impegno nel settore delle fonti rinnovabili, con l'intento di rafforzare nello stesso il ruolo di *leader* a livello mondiale.

Si conferma, altresì, la ricerca e l'innovazione tecnologica tra le priorità strategiche per rendere più efficiente e responsabile il modo di produrre e consumare energia. Si continuerà a porre la massima attenzione alla qualità

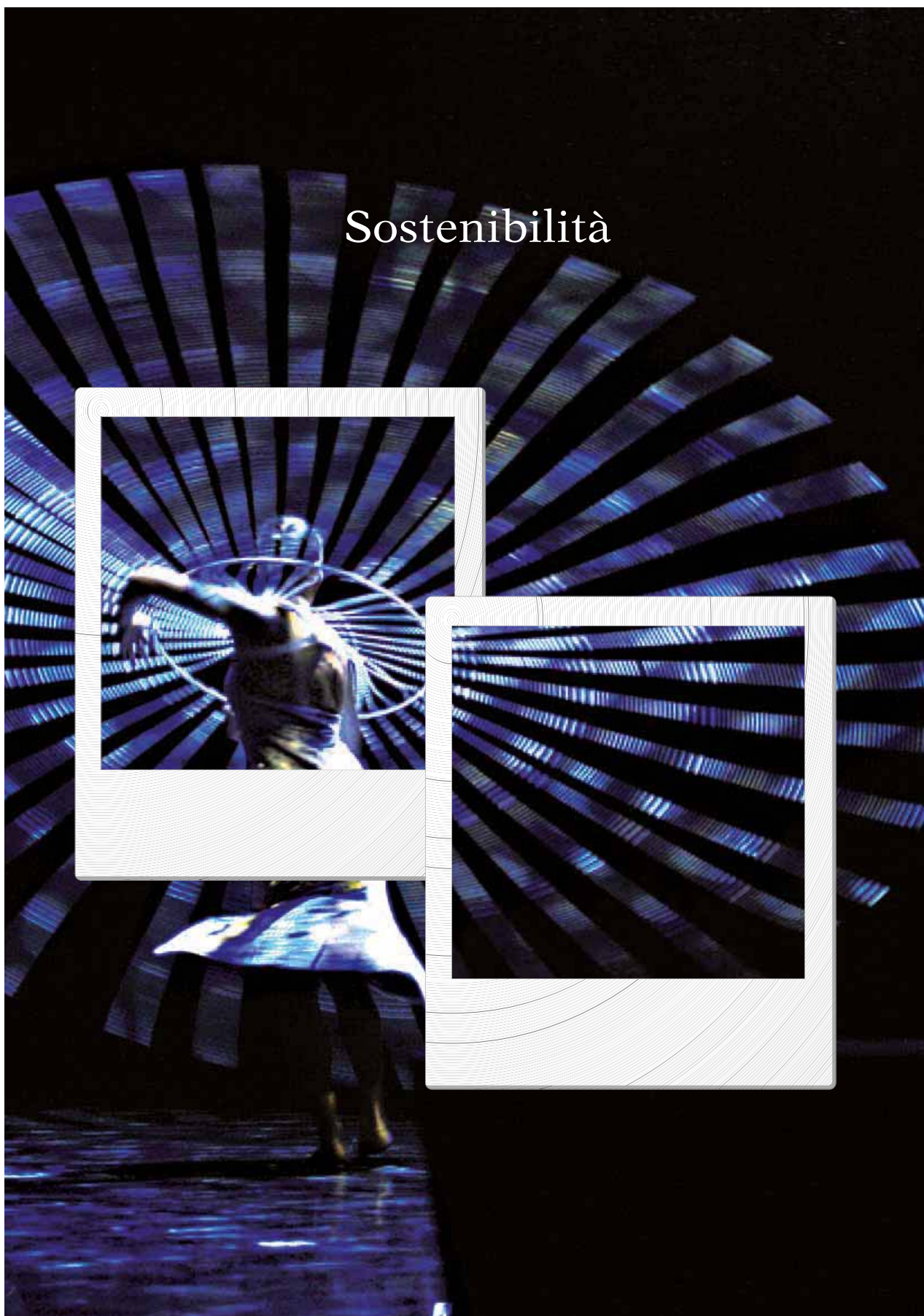
del servizio per i clienti finali e al valore dei rapporti con le comunità locali attraverso una trasparente politica di responsabilità sociale d'impresa.

Il Gruppo continuerà a realizzare programmi di efficienza operativa e a massimizzare le sinergie in tutti i Paesi in cui opera, oltre a seguire una rigorosa disciplina nelle scelte di investimento al fine di migliorare ulteriormente la propria posizione finanziaria consolidata.

In tale contesto, la diversificazione geografica e tecnologica raggiunta dal Gruppo, unitamente a un portafoglio ben equilibrato tra attività regolate e non regolate, potrà consentire di controbilanciare in grande misura l'impatto che la segnalata debolezza delle economie europee, in particolar modo in Italia e in Spagna, potrebbe avere sui risultati del Gruppo.

PAGINA BIANCA

Sostenibilità



PAGINA BIANCA

La nostra missione

“ In Enel abbiamo la missione di generare e distribuire valore nel mercato internazionale dell'energia, a vantaggio delle esigenze dei clienti, dell'investimento degli azionisti, della competitività dei Paesi in cui operiamo e delle aspettative di tutti quelli che lavorano con noi. Enel opera al servizio delle comunità, nel rispetto dell'ambiente e della sicurezza delle persone, con l'impegno di assicurare alle prossime generazioni un mondo migliore.

”

La sostenibilità in Enel

La sostenibilità è parte integrante della cultura di Enel: è il motore di un processo di miglioramento continuo che interessa tutta l'azienda e rappresenta un elemento strategico per la crescita e lo sviluppo.

Con l'obiettivo di generare e distribuire valore nel mercato internazionale dell'energia a vantaggio dei clienti, degli azionisti, della competitività, Enel opera a favore delle comunità, nel rispetto dell'ambiente e della sicurezza delle persone. Enel è attenta allo sviluppo delle energie rinnovabili e di quelle tecnologicamente avanzate per un mondo migliore.

I principi etici fondamentali di Enel, sanciti nel Codice Etico del Gruppo, rappresentano il cuore della cultura aziendale, nonché i modelli di comportamento richiesti a tutti i collaboratori.

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: al 31 dicembre 2011 sono presenti nel capitale Enel 81 Investitori Socialmente Responsabili (SRI), che rappresentano circa il 13,9% dell'azionariato istituzionale individuato. Il dato si riferisce agli investitori SRI che includono principi di *Environmental Social Governance* (ESG) nei criteri che determinano le loro scelte di investimento. Gli stessi investitori detengono a fine dicembre 2011 circa il 4,7% del totale delle azioni in circolazione di Enel, pari a circa il 6,8% del flottante⁽¹⁾.

Nel 2011, per l'ottavo 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 riammessa all'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 le modalità con cui le compagnie combattono la corruzione. Inoltre, sempre nel 2011, Enel, unica tra le *utility*, entra nella classifica delle migliori aziende sostenibili del mondo stilata dal *Carbon Disclosure Project* (CDP) e fa parte del *Carbon Performance Leadership Index* (CPLI), grazie al notevole impegno in termini di strategia, *governance*, comunicazione agli *stakeholder* e riduzione delle emissioni.

(1) In seguito alla modifica della metodologia di individuazione degli investitori SRI avvenuta nel corso del 2011, i dati a fine 2011 non sono comparabili con i valori storici.

Gli impegni

Ogni anno Enel definisce gli obiettivi di *Corporate Social Responsibility* in coerenza con le linee strategiche di Gruppo e in aderenza ai principi del *Global Compact* del-

le Nazioni Unite. Generazione di valore, lotta al cambiamento climatico, dialogo con le comunità, sicurezza per dipendenti e fornitori: sono queste alcune delle priorità che muovono Enel. Nello specifico, il Gruppo ribadisce il proprio impegno per uno sviluppo sostenibile secondo precise linee guida che interessano quattro aree:

- > **Etica:** Enel si impegna a rafforzare un sistema di *governance* ispirato ai più elevati *standard* di trasparenza e correttezza nella gestione d'impresa.
- > **Persone e comunità:** Enel garantisce la sicurezza di tutti coloro che sono coinvolti nella propria attività, nel rispetto del "valore" della persona, della sfera dei suoi interessi individuali e collettivi, dai diritti umani alla salute e sicurezza sul lavoro, dalla formazione al rispetto delle pari opportunità e della multiculturalità. Nelle comunità e nei mercati in cui opera, Enel è impegnata nella promozione e nel rispetto dei diritti umani, nel

Nel 2011, per l'ottavo anno consecutivo, Enel è entrata a far parte del *Dow Jones Sustainability Index*

coinvolgimento dei diversi attori sociali e nel continuo miglioramento dei servizi offerti.

- > **Strategia climatica e ambiente:** Enel riconosce la centralità della lotta ai cambiamenti climatici tra le proprie responsabilità di grande azienda globale del settore energetico e ha da tempo avviato interventi per ridurre le emissioni di

gas serra in tutti i Paesi nei quali opera, nel rispetto dell'ambiente, della biodiversità e delle generazioni future.

- > **Ricerca e sviluppo:** Enel opera per garantire elettricità affidabile e promuovere lo sviluppo sostenibile, con attenzione alle fonti rinnovabili, all'innovazione e all'impiego delle migliori tecnologie disponibili.

I tre pilastri dell'etica aziendale: Codice Etico, modello 231/01, piano "Tolleranza Zero alla Corruzione"

Codice Etico

Nel 2002 Enel ha adottato il Codice Etico, espressione degli impegni e delle responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali. Tale Codice è valido sia in Italia sia all'estero, pur in considerazione della diversità culturale, sociale e economica dei vari Paesi in cui Enel opera. Il Codice Etico 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 principi generali in esso espressi. Il Codice è improntato a un ideale di cooperazione delle parti coinvolte e alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*. 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 rea-

ti 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 principi 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 principi formulati in materia da *Transparency International*.

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 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, sottoposto a verifica del Comitato per il controllo interno, viene approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA e quindi presentato in Assemblea degli Azionisti.

Il Bilancio di Sostenibilità 2011 è stato redatto in conformità alle "*Sustainability Reporting Guidelines*" del *Global Reporting Initiative* (GRI), versione G3.1, e al supplemento dedicato al settore *Electric Utilities* emesso nel 2009 dal GRI ("*Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utilities Sector Supplement*"). Dal 2006, anno di adozione, Enel ha applicato le linee guida del GRI al massimo livello riconosciuto (A+). Inoltre, il Bilancio di Sostenibilità segue i

principi indicati nello *standard AA1000 AccountAbility Assurance Standard* (2008) ("AA1000APS - 2008"), emanato nel 2008 da *AccountAbility* (*Institute of Social and Ethical Accountability*). Con riferimento al perimetro degli indicatori e alla relativa metodologia di calcolo si rimanda alla "Nota metodologica" del Bilancio di Sostenibilità 2011.

Rendicontare l'agire d'impresa significa andare, in futuro, verso un'integrazione sempre maggiore della presentazione delle informative finanziarie e non finanziarie, in cui 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 quest'anno alla pubblicazione e al commento dell'andamento di alcuni indicatori quantitativi di sostenibilità, qui di seguito riportati. Gli indicatori appena descritti sono il frutto di un'analisi delle tematiche rilevanti per i fondi SRI, consultati nel 2011 nell'ambito dello *stakeholder engagement*.

Potenza efficiente netta per fonte di energia primaria

MW	2011	2010	2011-2010	
Potenza efficiente netta termoelettrica				
Carbone	17.215	18.122	(907)	-5,0%
Ciclo combinato (CCGT)	15.390	13.248	2.142	16,2%
Olio combustibile/gas	24.454	25.852	(1.398)	-5,4%
Totale	57.059	57.222	(163)	-0,3%
Potenza efficiente netta nucleare	5.344	5.332	12	0,2%
Potenza efficiente netta rinnovabile				
Idroelettrico	30.265	31.033	(768)	-2,5%
Eolico	3.619	2.731	888	32,5%
Geotermoelettrico	769	775	(6)	-0,8%
Biomasse e cogenerazione	172	154	18	11,7%
Altro	108	34	74	-
Totale	34.933	34.727	206	0,6%
Potenza efficiente netta complessiva	97.336	97.281	55	0,1%

Potenza efficiente netta per area geografica

MW	2011	2010	2011-2010	
Italia	39.882	40.522	(640)	-1,6%
Esteri				
Penisola iberica	23.971	23.810	161	0,7%
America Latina	16.241	16.267	(26)	-0,2%
Russia	9.027	8.198	829	10,1%
Slovacchia	5.401	5.401	-	-
Irlanda	1.013	1.013	-	-
Nord America	1.010	788	222	28,2%
Romania	269	64	205	-
Grecia	191	143	48	33,6%
Francia	166	102	64	62,7%
Marocco	123	123	-	-
Bulgaria	42	850	(808)	-95,1%
Totale	57.454	56.759	695	1,2%
Potenza efficiente netta complessiva	97.336	97.281	55	0,1%

Energia elettrica netta prodotta per fonte di energia primaria

TWh				
	2011	2010	2011-2010	
Energia elettrica netta prodotta da fonte termoelettrica				
Carbone	86,1	73,1	13,0	17,8%
Ciclo combinato (CCGT)	47,4	38,2	9,2	24,1%
Olio combustibile/gas	38,1	45,4	(7,3)	-16,1%
Totale	171,6	156,7	14,9	9,5%
Energia elettrica netta prodotta da fonte nucleare				
	39,5	41,2	(1,7)	-4,1%
Energia elettrica netta prodotta da fonte rinnovabile				
Idroelettrico	70,2	80,8	(10,6)	-13,1%
Eolico	6,3	5,6	0,7	12,5%
Geotermoelettrico	5,6	5,3	0,3	5,7%
Biomasse e cogenerazione	0,6	0,6	-	-
Altro	0,1	-	0,1	-
Totale	82,8	92,3	(9,5)	-10,3%
Energia elettrica netta prodotta complessiva				
	293,9	290,2	3,7	1,3%

Energia elettrica netta prodotta per area geografica

TWh	2011	2010	2011-2010	
Italia	79,0	81,6	(2,6)	-3,2%
Estero				
Penisola iberica	78,9	69,9	9,0	12,9%
America Latina	66,0	66,0	-	-
Russia	42,4	42,8	(0,4)	-0,9%
Slovacchia	20,4	21,0	(0,6)	-2,9%
Nord America	2,9	2,6	0,3	11,5%
Bulgaria	2,7	4,7	(2,0)	-42,6%
Marocco	0,8	0,7	0,1	14,3%
Grecia	0,4	0,3	0,1	33,3%
Francia	0,2	0,1	0,1	100%
Irlanda	0,1	0,3	(0,2)	-66,7%
Romania	0,1	-	0,1	-
Totale	214,9	208,6	6,3	3,0%
Energia elettrica netta prodotta complessiva	293,9	290,2	3,7	1,3%

Altri indici di generazione

	2011	2010	2011-2010	
Generazione da fonte rinnovabile (incidenza % sul totale)	28,2	31,8	(3,6)	-11,3%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	41,6	46,0	(4,4)	-9,6%
Potenza efficiente netta certificata secondo lo standard ISO 14001 (incidenza % sul totale)	91,2	82,7	8,5	10,3%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) ⁽¹⁾	39,7	39,3	0,4	1,0%
Emissioni specifiche di CO ₂ dalla produzione netta complessiva (gCO ₂ /kWh) ⁽¹⁾	411	389	22	5,7%
Prelievo specifico di acqua (l/kWh) ⁽¹⁾	0,63	0,66	(0,03)	-4,5%

(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 2011 e, per maggiori dettagli, nel Rapporto Ambientale 2011.

Clienti per area geografica

n. medio

	2011	2010	2011-2010	
Energia elettrica				
Italia	28.871.639	29.362.479	(490.840)	-1,7%
America Latina	13.655.379	13.271.599	383.780	2,9%
Penisola iberica	11.536.589	11.729.319	(192.730)	-1,6%
Romania	2.634.601	2.605.345	29.256	1,1%
Altri Paesi	96.563	99.997	(3.434)	-3,4%
Totale clienti energia elettrica	56.794.771	57.068.739	(273.968)	-0,5%
Gas naturale				
Italia	3.150.968	2.902.739	248.229	8,6%
Spagna	1.007.093	1.083.801	(76.708)	-7,1%
Totale clienti gas	4.158.061	3.986.540	171.521	4,3%

Indici sulla safety

n.

	2011	2010	2011-2010	
Indice di frequenza infortuni	2,4	2,8	(0,4)	-14,3%
Indice di gravità infortuni	0,11	0,13	(0,02)	-15,4%
Infortuni gravi e mortali Enel				
Infortuni gravi ⁽¹⁾	11	22	(11)	-50,0%
Infortuni mortali	1	3	(2)	-66,7%
Totale	12	25	(13)	-52,0%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici				
Infortuni gravi ⁽¹⁾	39	42	(3)	-7,1%
Infortuni mortali	7	19	(12)	-63,2%
Totale	46	61	(15)	-24,6%

(1) Per infortunio grave si intende un infortunio con prognosi riservata, non nota o superiore a 30 giorni.

Indici sul personale

n.	2011	2010	2011-2010	
Ore medie di formazione <i>pro capite</i>	44,7	36,3	8,4	23,1%
Violazioni accertate del Codice Etico ⁽¹⁾	33	41	(8)	-19,5%

(1) Nel corso del 2011 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2010; per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2010 è stato modificato rispetto al Bilancio di Sostenibilità del precedente esercizio da 39 a 41.

Valore creato
per gli *stakeholder*

Sono *stakeholder* di Enel gli individui, i gruppi o le istituzioni il cui apporto è richiesto per realizzare la missione aziendale o che hanno un interesse in gioco nel suo perseguimento. Il valore economico creato e distribuito da Enel fornisce un'utile indicazione di come l'azienda abbia creato ricchezza nei confronti dei seguenti *stakeholder*: azionisti, finanziatori, dipendenti e Stato.

Milioni di euro

	2011	2010
Ricavi	79.514	73.377
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	272	280
Costi esterni	56.308	49.567
Valore aggiunto globale lordo <i>continuing operations</i>	23.478	24.090
Valore aggiunto lordo delle <i>discontinued operations</i>	-	-
Valore aggiunto globale lordo	23.478	24.090
distribuito a:		
Azionisti	2.635	2.350
Finanziatori	2.774	2.682
Dipendenti	4.296	4.907
Stato	4.475	3.711
Sistema Impresa	9.298	10.440

Persone

Personale e organizzazione

Organizzazione

Con riferimento alle attività di *business*:

- > proseguono le attività di attuazione dei modelli e dei sistemi di *risk management* di Gruppo e di potenziamento delle unità presso le Divisioni; sono stati costituiti, a livello di Gruppo, i comitati Rischio Finanziario, Rischio *Commodity* e Rischio Credito;
- > è stato strutturato il *business* della funzione *Upstream Gas*, in linea con il piano strategico di Gruppo;
- > con riferimento alla Divisione Mercato, è stata riorganizzata l'area *Marketing*, nella direzione di un comple-

to accentramento di responsabilità volto a migliorare le offerte di prodotti e servizi seguendo una logica "*end-to-end*", ed è stata ristrutturata l'unità *Customer Care* per la clientela del servizio di maggior tutela, al fine di migliorare il coordinamento delle attività di *front end*, di *back office* e di *compliance* commerciale;

- > nell'ambito della Divisione Generazione ed Energy Management, e in particolare con riferimento all'area di *business* Generazione, si è costituita un'unica filiera idroelettrica e sono stati riorganizzati gli impianti sul



- territorio italiano. Inoltre, si sono riorganizzate le unità centrali di manutenzione degli impianti termoelettrici e idroelettrici, secondo le migliori prassi del *project management*, per facilitare lo *sharing* delle esperienze;
- > nell'ambito della Divisione Energie Rinnovabili, si è completato il consolidamento del nuovo modello organizzativo e si è proceduto alla riorganizzazione di Enel.si (*business retail*), al fine di conseguire una maggiore efficacia commerciale della rete di *franchising*, in modo da cogliere al meglio le evoluzioni dei mercati locali;
 - > nell'ambito della Divisione Iberia e America Latina, è stato riorganizzato l'assetto dell'area latinoamericana e delle strutture Paese secondo un modello a matrice volto a ottimizzare gli investimenti e a operare secondo *best practice* comuni;
 - > prosegue l'attività di integrazione tra Enel ed Endesa, che ha portato alla definizione della *governance* in merito alla gestione centralizzata delle attività di *carbon strategy* in termini di procedure, poteri, controllo di gestione e gestione del personale.

Nell'ambito delle attività finalizzate all'integrazione:

- > è stato avviato il progetto *One Company*, finalizzato:
 - alla definizione e al disegno di una nuova "*lean holding*", con responsabilità di indirizzo e controllo strategico e di guida di tutti i processi di *staff* dell'intero Grup-

po (tale fase è stata completata nel corso del 2011);

- alla definizione di tre funzioni "globali": *Procurement*, *ICT*, *Business Services*;
- all'adozione di un nuovo modello operativo, partendo dalla riorganizzazione dei processi di *staff*, ricercando sinergie di Gruppo ed eliminando le attività ridondanti e prive di valore aggiunto;
- > è stato applicato il nuovo modello di *management*, lo strumento che in maniera trasparente classifica i ruoli chiave del Gruppo e individua i processi di sviluppo e mobilità delle risorse nel perimetro dei ruoli manageriali, introducendo un linguaggio internazionale comune, svincolato dalle categorie contrattuali dei diversi Paesi in cui il Gruppo è presente. Il modello evidenzia la natura di multinazionale del Gruppo, con circa il 50% dei ruoli manageriali presenti in Paesi diversi dall'Italia;
- > nell'ambito del *Performance Improvement Program* di Gruppo, continua lo sviluppo del progetto *Best Practice Sharing* (BPS), che ha l'obiettivo di estrarre valore dalla dimensione multinazionale del Gruppo tramite la condivisione delle *best practice* operative e l'allineamento dei processi e dei controlli. Il progetto ha creato benefici tangibili e valori tecnici e culturali comuni;
- > prosegue il progetto *SAP HR Global*, che vuole supportare il processo di convergenza verso la *One Company* fornendo soluzioni tecnologiche basate sulle priorità

del *business*. Il progetto mira a fornire alla funzione *Human Resources* di Gruppo gli stessi processi, gli stessi sistemi, gli stessi *report* e dati omogenei tramite la creazione di un'architettura di sistema globale basata su un *master data* integrato, garantendo anche l'integrazione con i sistemi locali. I principali benefici attesi sono la standardizzazione delle metodologie di lavoro, la maggiore efficienza dei processi e delle persone, la disponibilità dei dati consolidati e la riduzione dei costi tramite l'integrazione dei processi e il consolidamento dei sistemi;

- > è stata consolidata la *governance* relativa alla gestione del portale Global InEnel, esteso all'intero Gruppo e finalizzato alla costituzione di una nuova intranet aziendale volta a promuovere la condivisione di progetti, cultura e *best practice* all'interno del Gruppo rinforzando il senso di appartenenza e il coinvolgimento nella strategia aziendale. Nel corso del 2011 il portale Global InEnel è stato lanciato in Slovacchia, Romania, Russia e Francia.

Selezione

Il processo di selezione e reclutamento è orientato alla ricerca dei migliori talenti che dimostrino di possedere le capacità attitudinali e le competenze tecnico-specialistiche più adeguate ai ruoli da ricoprire. Nel 2011 le attività di selezione si sono concentrate in modo particolare sui processi di ricerca e inserimento di giovani laureati e diplomati; una parte minore delle assunzioni ha riguardato figure con esperienza. Gli strumenti e i canali utilizzati per il reperimento delle candidature sono stati prioritariamente il sito internet e in secondo luogo le relazioni e i contatti instaurati con scuole e università con cui sono attive specifiche convenzioni. L'*iter* di selezione ha previsto sia una fase orientata a una valutazione attitudinale e motivazionale sia una maggiormente focalizzata sugli aspetti tecnico-professionali. La valutazione delle *soft skill* sia per i profili *junior* sia per quelli *senior* rispecchia le competenze chiave attese dalle diverse popolazioni aziendali e individuate all'interno del modello di *leadership* di Gruppo. Le attività seguite dall'unità di Selezione per promuovere e rafforzare l'immagine di Enel come "*Employer of Choice*" presso i segmenti più pregiati del mercato del lavoro hanno consentito di conseguire per il terzo anno consecutivo la certificazione dell'Istituto Internazionale CRF di azienda "*Top Employer*" in Italia.

Nell'ottica di promuovere e valorizzare lo sviluppo di percorsi professionali internazionali è stato dato ampio spazio al processo di mobilità che, in linea con quanto previ-

sto dal modello di *management* aziendale, ha portato alla pubblicazione di 15 *job posting* per posizioni manageriali (*Vice President* e *Director*) e di ulteriori 35 posizioni non manageriali da ricoprire all'interno del Gruppo. I processi hanno visto il coinvolgimento complessivo di circa 500 colleghi provenienti da tutte le Divisioni e da vari Paesi, che hanno deciso di presentare la loro candidatura.

Sviluppo

Le attività di sviluppo hanno promosso principalmente il miglioramento dei processi esistenti: il sistema di *performance management*; il sistema di *talent management* e, relativamente all'indagine di clima 2010, la valorizzazione dei risultati.

La *performance review*, che ha coinvolto circa 28.000 persone, è stata improntata a una maggior trasparenza del processo, degli oggetti di valutazione e dei risultati conseguiti. L'utilizzo di una analoga scheda sia per l'autovalutazione sia per la valutazione da parte del proprio responsabile, volta a raccogliere la *performance* qualitativa e quantitativa, ha avuto l'obiettivo di rendere più chiaro l'oggetto e i criteri di valutazione e di facilitare il confronto tra responsabile e collaboratore. Inoltre, a garanzia di una maggiore equità, è stato reso più efficace il processo di bilanciamento, guidato dalle strutture di *line* nei contenuti e garantito dalla funzione Personale e Organizzazione per quanto riguarda il rispetto delle linee guida di processo e delle regole. Infine, è stata garantita completa visibilità della valutazione al valutato al termine della fase di *feedback*.

La *performance review* così riformulata rappresenta lo strumento attraverso il quale l'organizzazione ha affrontato il tema della qualità, responsabilità e rilevanza della valutazione. I numeri della valutazione raccolti a fine processo lo testimoniano: la percentuale di valutazioni completate nel 2011 è molto alta (oltre il 99% sul totale), in continuità con il risultato 2010. Un maggior numero di persone ha colto l'opportunità dell'autovalutazione: circa il 5% in più rispetto all'anno precedente (il 68% nel 2011 contro il 63% del 2010). Inoltre, è stata rilevata una maggiore efficienza e qualità del processo con la sensibile riduzione (-50%) delle schede modificate in seguito al bilanciamento.

Sempre riguardo alla valutazione delle *performance*, come lo scorso anno, le prime e seconde linee di Gruppo sono state coinvolte col sistema *Feedback 360°*, per un totale di 180 persone valutate.

Nell'ambito della valutazione delle competenze e conoscenze tecniche, per la famiglia Amministrazione, Finanza

e Controllo è stata completata la valutazione della popolazione con l'allargamento a Endesa (circa 900 persone) ed è stata coinvolta, per la prima volta, l'area *Energy Management* a valle del completamento del sistema professionale che l'ha riguardata (circa 400 persone).

Processi di valutazione delle competenze e della *performance* sono stati attivati e adottati nelle diverse realtà in cui è presente il Gruppo Enel, fino a raggiungere un totale di persone valutate superiore alle 46.000 unità.

Nel corso dell'anno è stato inoltre lanciato il *Global Professional System* (GPS), con l'obiettivo di definire a livello di Gruppo un catalogo globale delle competenze tecnico-professionali di ciascuna famiglia e area professionale, uno strumento che si focalizza sulle competenze presenti nel Gruppo in modo trasversale, integrato e globale.

Sulla base delle esperienze precedenti sono stati definiti nel corso del 2011 obiettivi, tempi e modalità di lavoro per lo sviluppo futuro del progetto. Un primo *deployment* dell'attività sarà realizzato nel corso del 2012, in particolare su due delle aree professionali *core* per il Gruppo: Generazione e Ingegneria e Costruzioni. Inoltre, sempre nel corso del 2012 saranno definiti su ciascuna area professionale i *key professional role*, ovvero i ruoli che per l'impatto elevato sul *business* e per l'elevata competenza richiesta, rappresentano nel Gruppo il *top* della carriera tecnica.

Per quanto riguarda il sistema di *talent management*, sono stati aggiornati i criteri di accesso, anche alla luce del nuovo modello di *management* di Gruppo, ed è stato definito un unico sistema di Gruppo, in linea con il processo di costruzione della *One Company*: il Pool 1, costituito da *manager* in crescita che nel medio termine possono ambire alle posizioni di *Senior Vice President* e di *Executive Vice President*; il Pool 2, costituito da aspiranti *manager*, attualmente su posizioni pre-manageriali con ruoli di coordinamento o a elevato contenuto tecnico-professionale; il Pool 3, costituito da giovani risorse con alto potenziale. Per tutti i *target* i requisiti di accesso prevedono di aver ottenuto, negli ultimi anni, una valutazione molto positiva, di possedere una buona padronanza dell'inglese e di aspirare ad accrescere il proprio profilo con esperienze di trasversalità e/o internazionalità.

In continuità con gli anni precedenti, al Pool 1 è dedicato il LEEP (*Leadership for Energy Executive Program*), una delle iniziative di formazione più prestigiose organizzate da Enel, realizzato presso la Harvard Business School; al Pool

2 è dedicato il LEMP (*Leadership for Energy Management Program*), realizzato presso SDA Bocconi e IESE.

Infine, per quanto attiene al clima aziendale, i nuovi risultati, comparati anche con quelli degli anni precedenti, hanno avuto larga eco nelle *cascade* divisionali, in tutto il perimetro del Gruppo, anche a livello di micro-realtà organizzativa grazie all'azione dei responsabili locali.

La partecipazione alla terza indagine di clima è stata elevata (82%) e i risultati, comparati con quelli dell'indagine di clima 2008 hanno rilevato, a parità di perimetro, un importante miglioramento sui diversi temi della vita lavorativa: coinvolgimento, allineamento, eccellenza operativa, gestione del cambiamento, meritocrazia, fiducia e senso di appartenenza. La generale soddisfazione sul proprio lavoro è condivisa dal 69% dei rispondenti, e l'87% ritiene che le proprie responsabilità siano chiare. Nel 2011 i risultati dell'indagine di clima e le azioni di miglioramento sono stati oggetto dei *workshop* che, nei mesi di maggio e giugno, hanno coinvolto 660 responsabili locali di tutte le realtà del Gruppo.

A valle di questo percorso sono state pianificate 1.817 azioni di miglioramento, da realizzare sino alla prossima indagine di clima (la quarta), prevista per la fine del 2012. Di queste, oltre il 95% è già stato avviato nel corso del 2011.

Formazione

L'introduzione del nuovo modello manageriale ha comportato una necessaria rivisitazione della struttura e dei temi del *Leadership Curriculum*. Enel University ha creato, quindi, la nuova offerta formativa istituzionale in modo da coprire i fabbisogni dei diversi *target* del nuovo modello manageriale, puntando a supportare la *performance* e, al contempo, a favorire un'adeguata adesione alla copertura del nuovo ruolo organizzativo.

L'offerta formativa include ora, oltre ai programmi già esistenti, rivisti nei contenuti alla luce delle priorità aziendali, percorsi totalmente nuovi, già definiti nei loro macro-contenuti e nella struttura generale.

Per i programmi *JET International* e *Welcome in Enel* (destinati ai neoassunti) e per il percorso dedicato ai nuovi gestori di risorse e *professional*, si è adottata come per i precedenti la logica dell'aggiornamento dei moduli didattici; sono stati rivisti anche i percorsi *Post Performance Review*, per quadri e impiegati, inserendo titoli e temi aggiornati. Per quanto riguarda le accademie tecniche e funzionali, infine, oltre a quelle già esistenti (Acquisti, Amministrazione

ne, Finanza e Controllo, Legale, Ingegneria) è stata avviata la *Safety Academy* e progettata l'architettura della *Energy Management Academy*.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva nell'anno 2011 si è mossa in 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 ribadita 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 in Italia 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

La strategia che Enel ha adottato dal 2008 per il miglioramento degli *standard* di sicurezza sul lavoro è rappresentata dal *Nine Points Safety Improvement Plan*, un progetto innovativo basato sul forte *commitment* del *top management* aziendale e sull'adozione di un approccio interfunzionale alla sicurezza. Il progetto *Nine Points*, in questi tre anni di attuazione, ha prodotto un importante cambiamento nella cultura aziendale, contribuendo a rivedere e focalizzare in ottica *safety* i principali processi collegati. I nove *team* del progetto hanno individuato leve di intervento che sono entrate a far parte dei processi aziendali, diventando una prassi ormai consolidata.

Le linee di azione che hanno guidato le attività 2011 si sono incentrate sulla promozione di comportamenti sicuri, sul potenziamento dell'approccio preventivo alla gestione della sicurezza e sul consolidamento dei processi di appalto in ottica *safety*.

Nel 2012 proseguirà il percorso di evoluzione *Nine Points* da progetto a processo, seguendo nuove linee di azione,

e verrà attuata una nuova iniziativa, *One Safety*, unica per tutte le Divisioni, finalizzata a promuovere un impegno coordinato e sinergico in grado di produrre un significativo miglioramento nel percorso verso l'obiettivo "zero infortuni". Il progetto è caratterizzato da un forte *commitment* dell'Amministratore Delegato ed è focalizzato su due direttrici: promozione di comportamenti sicuri e responsabili e potenziamento della *leadership* per la sicurezza.

Nel corso del 2011 grande attenzione è stata data alla promozione della cultura della sicurezza e di comportamenti sicuri, attraverso lo sviluppo di progetti e iniziative di sensibilizzazione mirati. È stato potenziato l'approccio preventivo alla sicurezza con la diffusione del "*pre-job check*", un incontro preliminare all'avvio dei lavori, finalizzato ad assicurare che tutti i componenti della squadra siano informati sui rischi relativi all'attività da svolgere e sulle modalità operative da seguire per effettuare il lavoro in sicurezza. Sono stati realizzati, inoltre, video e campagne di sensibilizzazione per promuovere il processo di segnalazione e gestione dei "*near miss*"⁽¹⁾, oltre a video, manuali e opuscoli di informazione e sensibilizzazione, a supporto dei processi di salute e sicurezza.

A dicembre è stato lanciato il sito *Global Health&Safety*, una nuova sezione della intranet aziendale dedicata alle tematiche della salute e sicurezza nella quale vengono veicolati informazioni, strumenti e servizi in materia di salute e sicurezza per sensibilizzare il personale e stimolarlo a contribuire alla creazione di valore nel campo della sicurezza attraverso la rete aziendale. Nel sito è presente una nuova sezione dedicata ai temi della prevenzione sanitaria, dell'alimentazione e del benessere, per promuovere uno stile corretto di vita sia sul lavoro sia nella vita quotidiana. Quest'anno, infatti, è stata data grande enfasi al tema della salute per sottolineare come l'attenzione di Enel sia rivolta anche alla promozione di uno stile di vita sano e responsabile.

Sono state lanciate, infine, campagne sul rischio elettrico dedicate a sensibilizzare i terzi che possono venire accidentalmente a contatto con le linee elettriche: sono stati distribuiti, in particolare, opuscoli informativi rivolti ai pescatori e alle imprese edili che utilizzano betoniere.

A novembre 2011 si è svolta la quarta edizione dell'*International Safety Week*, un progetto "*worldwide*" ormai consolidato che, per una settimana, vede in tutto il perimetro Enel l'organizzazione di iniziative di formazione,

(1) Evento non previsto, correlato al lavoro, che non ha causato un infortunio o una malattia professionale, ma che ha avuto la potenzialità di farlo. Solo una fortuita interruzione nella catena degli eventi ha impedito che si verificasse l'infortunio.

comunicazione e sensibilizzazione dedicate alle tematiche di salute e sicurezza, che coinvolgono non solo i lavoratori ma anche le imprese appaltatrici e le comunità, per promuovere in tutta l'azienda e nel contesto che la circonda una visione omogenea e un unico approccio alla sicurezza. Nell'edizione 2011 sono state realizzate 1.607 iniziative, oltre il 20% in più rispetto allo scorso anno, che hanno coinvolto 82.323 partecipanti in tutto il mondo.

La quarta edizione della ISW si è contraddistinta per un particolare riconoscimento: la medaglia per l'alto valore

modalità di valutazione per tutti i fornitori del Gruppo.

È anche stato rivisto il sistema sanzionatorio per le imprese appaltatrici in caso di gravi violazioni in materia di sicurezza, prevedendo un set di sanzioni proporzionali alla gravità della violazione e sanzioni specifiche in caso di infortunio con accertata responsabilità da parte dell'impresa. È stata predisposta, inoltre, una *policy* sul subappalto che definisce i requisiti minimi di sicurezza per i subappaltatori impiegati nell'esecuzione dei contratti di appalto con le società del Gruppo, e specifica quali obblighi di sicurezza



simbolico dell'iniziativa conferita dal Presidente della Repubblica Italiana Giorgio Napolitano all'Amministratore Delegato e Direttore Generale Fulvio Conti.

Un'altra delle linee di azione delle attività *Nine Points* 2011 è stato il rafforzamento del peso della sicurezza nei processi di appalto. Per questo è proseguita l'adozione del modello di qualificazione e selezione dei fornitori, che prevede requisiti di sicurezza specifici e stringenti, ed è stato promosso un maggiore coinvolgimento delle risorse *safety* nei processi di qualificazione e selezione delle imprese. All'estero, in particolare, è proseguito il processo di estensione e applicazione dei sistemi di qualificazione e *vendor rating*, che permette l'applicazione delle stesse

sia l'appaltatore sia il subappaltatore sono tenuti a rispettare. In tutto il Gruppo sono stati potenziati i controlli di sicurezza durante l'esecuzione dei lavori, con la predisposizione di specifici piani a livello divisionale.

Dal 2012 verrà diffusa a tutte le imprese che operano per il Gruppo la *Health and Safety Policy*, il documento programmatico che riassume i punti chiave della politica del Gruppo in materia di salute e sicurezza. Il documento, disponibile sul portale degli Acquisti, mira a sensibilizzare gli appaltatori sull'adozione dei principi di salute e sicurezza cui Enel si ispira nello svolgimento di tutte le attività interne ed esterne, nell'ottica di condividere con le imprese lo stesso linguaggio della sicurezza.

Costante anche nel 2011 è stato l'impegno per la forma-

zione in materia di sicurezza del personale. Accanto ai corsi a contenuto tecnico dedicati alle risorse del sistema di prevenzione aziendale (RSPP, ASPP, RLS, CSP/CSE), sono stati realizzati in collaborazione con Enel University i corsi sulla *leadership* per la sicurezza, che hanno l'obiettivo di favorire, da parte dei *manager*, una maggiore e più consapevole assunzione delle responsabilità sulla sicurezza legate al proprio ruolo e di promuovere una visione della *safety* come fattore di competitività e opportunità di miglioramento della vita organizzativa. Sono stati erogati,



inoltre, i corsi per neoassunti, finalizzati a far sì che la sicurezza faccia parte del bagaglio culturale di ogni lavoratore sin dal suo ingresso in azienda. Quest'anno, in particolare, è entrato a pieno regime il percorso di formazione e sviluppo "Sei mesi in *safety*" rivolto ai lavoratori neoassunti e finalizzato a potenziare conoscenze e capacità in ambito *safety*, attraverso un periodo di sei mesi trascorso nella *safety*, in cui si alternano attività in aula e momenti di *training on the job*.

È stata avviata la *Safety Academy*, finalizzata a costruire un sistema di formazione volto ad accrescere le conoscenze tecnico-professionali che devono possedere le risorse *safety* e a sviluppare alcuni comportamenti chiave, tipici della famiglia professionale della *Safety*.

Sono state realizzate anche diverse iniziative formative in materia di sicurezza sulla guida: un corso *online* rivolto a tutto il personale e un programma di corsi effettuati negli autodromi e rivolti soprattutto ai lavoratori che utilizzano frequentemente il veicolo aziendale per lavoro.

Nell'ambito della ricerca di metodi alternativi di formazione, è stato lanciato, infine, in collaborazione con EXPLORA - Museo dei bambini di Roma, il progetto "Play Safe: il gioco è una cosa seria", un intervento formativo diretto al personale non operativo, che prevede l'utilizzo di materiali ludici per conoscere, comprendere e sviluppare i vari temi chiave della sicurezza contenuti nella normativa di base.

Prosegue il processo di automazione/informatizzazione dei processi di salute e sicurezza nell'ambito dell'*Health&Safety Program*. Il progetto è volto ad attuare un sistema informativo unico a livello di Gruppo, integrato con *SAP HR Global*, in grado di garantire un processo centralizzato e presidiato di *reporting*, monitoraggio e analisi dei dati di *safety*. Nel 2011 il progetto è stato avviato in Russia (Divisione Internazionale) e in Enel Green Power North America (Divisione Energie Rinnovabili). Nel 2012 è prevista l'attivazione del sistema in Romania (Divisione Internazionale) e in Enel Green Power Latin America (Divisione Energie Rinnovabili), e progressivamente in tutto il resto del Gruppo, per completare l'estensione nel 2015. Nel 2011 si è inoltre consolidato il processo di *reporting* dei *leading KPI*, volto a diffondere e potenziare l'adozione di un approccio preventivo ai processi di gestione della sicurezza. Quest'anno, in particolare, si è proceduto all'integrazione dei *safety KPI* monitorati, con l'introduzione di alcuni indicatori incentrati sui controlli di sicurezza e sulle non conformità, al fine di assicurare maggiore omogeneità nei processi di rilevazione e calcolo dei KPI in tutte le realtà del Gruppo Enel.

Nel 2011 è stato realizzato nelle Divisioni/società del Gruppo un sistema di incentivi sulla *safety*, omogeneo e integrato con le attuali forme di incentivazione collettiva. Il sistema prevede l'introduzione di un nuovo indicatore basato sui *near miss*, che rappresenta uno strumento fondamentale per prevenire gli infortuni sul lavoro e migliorare gli *standard* di sicurezza, con l'obiettivo di promuoverne il processo di segnalazione e comunicazione.

È stato avviato il potenziamento dei controlli in materia di sicurezza svolti nelle Divisioni/società, attraverso la creazione di strutture dedicate e il rafforzamento dei processi esistenti, nell'ottica di rendere sempre più efficace il mo-

nitoraggio degli *standard di safety* durante l'esecuzione delle attività e prevenire il verificarsi degli infortuni.

Nell'ottica di diffondere in tutti i Paesi in cui Enel opera lo stesso approccio alla sicurezza, quest'anno sono stati predisposti dieci *standard* operativi su tematiche chiave per il miglioramento dei processi di sicurezza, finalizzati a definire un set minimo di misure e procedure da applicare in modo omogeneo in tutto il perimetro del Gruppo.

Parallelamente all'attuazione degli *standard*, è previsto il lancio di una campagna informativa, a supporto delle iniziative formative in programma, che prevede la realizzazione di cartellonistica e opuscoli volti a ricordare, in maniera immediata con l'ausilio della grafica, il set di regole minime da rispettare (regole d'oro): quest'anno si è partiti con la realizzazione della campagna sulle regole d'oro per la prevenzione del rischio elettrico.

Nel 2011 ai nove *team* del progetto *Nine Points* si è aggiunta una nuova area dedicata al *deployment* estero, con l'obiettivo di facilitare i processi di applicazione delle iniziative *Nine Points*, assicurando coerenza e omogeneità e fornendo il supporto necessario per accelerare i processi in atto, in particolare, relativamente alla formazione, agli appalti e alla comunicazione.

Nell'ambito delle attività dedicate alla condivisione delle esperienze, è stato avviato un processo di *Best Practices Sharing* fra Enel ed Endesa, finalizzato a identificare e diffondere le buone prassi all'interno del Gruppo, nelle due aree di *business* di Generazione e Distribuzione.

Relativamente al fenomeno infortunistico, l'indice di frequenza evidenzia una riduzione del 57% dal 2007 al 2011, attestandosi a un valore di 2,4, mentre l'indice di gravità presenta una riduzione del 50% dal 2007 al 2011, registrando un valore di 0,11. Il *trend* di riduzione è confermato anche dall'indice di frequenza operativo, che si focalizza su alcune tipologie di infortuni maggiormente correlate al *core business* dell'azienda e caratterizzate da un elevato tasso di gravità (infortuni elettrici, per caduta dall'alto, per urto-schiacciamento-taglio, per agenti nocivi e per esplosione-scoppio) e che evidenzia una riduzione del 57% rispetto al 2007.

Gli infortuni gravi e mortali⁽¹⁾ relativi al personale Enel passano da 109 nel 2007 a 12 nel 2011 evidenziando una riduzione dell'89%, mentre quelli relativi alle imprese appaltatrici passano da 108 nel 2007 a 46 nel 2011 evidenziando una riduzione del 57%. Nel 2011 si è verificato un solo infortunio mortale stradale a personale Enel, che ha

interessato un dipendente della Divisione Infrastrutture e Reti, e sette infortuni mortali che hanno interessato dipendenti di imprese appaltatrici, uno in Italia e sei all'estero.

Le ottime *performance* di Enel nell'ambito della salute e della sicurezza sul lavoro sono state valutate molto positivamente anche quest'anno dagli analisti di sostenibilità: nell'ambito del *Dow Jones Sustainability Index*, l'azienda ha migliorato ulteriormente rispetto al 2010 il proprio punteggio nella categoria "*Occupational Health & Safety*" (90/100), posizionandosi molto al di sopra del punteggio medio del settore delle *utility* elettriche mondiali (65/100) e avvicinandosi ulteriormente alla *best in class* della categoria (98/100).

Relazioni industriali

Attività internazionale

Nel 2011 si è costituita a livello di Gruppo la *community* delle Relazioni Industriali, che ha elaborato un modello Enel di Relazioni Industriali Internazionali integrato con: il Codice Etico, il modello di *leadership*, il modello manageriale e le strategie di *Corporate Social Responsibility*, con l'obiettivo generale di divenire un riferimento per le Relazioni Industriali a livello globale.

Nell'ambito dell'informazione e consultazione a livello transnazionale e delle attività del Comitato Aziendale Europeo Enel, nel 2011 si è svolto il progetto formativo congiunto, sostenuto dalla Commissione Europea, "*Joint training project for the Enel EWC and the HR Managers on a suitable linkage between the national and transnational levels of dialogue within an European framework*", che ha consentito un raffronto e un approfondimento su tutti i sistemi di relazioni industriali e di *safety* dei Paesi UE del Gruppo.

Inoltre, a dicembre, è stato rinnovato per altri quattro anni l'accordo del Comitato Aziendale Europeo Enel; tra le principali novità, l'aggiornamento normativo del testo con i riferimenti alla nuova direttiva 2009/38/CE, la nuova definizione di transnazionalità e la costituzione di un comitato dedicato a temi di *safety*.

Contrattazione in Italia

Nel mese di maggio 2011 è stato consuntivato l'importo da erogare a titolo di premio di redditività aziendale 2010

(1) Al fine di rendere il dato 2007 confrontabile con quello 2011, nel numero di infortuni gravi e mortali 2007 sono compresi anche gli infortuni di Endesa. Si rimanda al Bilancio di Sostenibilità 2011 per i criteri di identificazione del perimetro.

(100% del premio definito con accordo sindacale del 13 novembre 2008, pari a 855 euro per la categoria BSS). È stato inoltre completato, in tutte le Divisioni, il processo di consuntivazione degli obiettivi 2010 nell'ambito della produttività/qualità di unità: il risultato medio globale è stato del 121% rispetto al valore base, e questo ha consentito l'erogazione di un premio medio per l'inquadramento BSS di 1.191 euro che, aggiunto agli 855 euro, definisce complessivamente un premio di risultato superiore a una mensilità di retribuzione.

Sempre in ambito aziendale, il 1° dicembre 2011, Enel e le Organizzazioni Sindacali firmatarie degli accordi del 17 maggio 2011 sulle agevolazioni tariffarie e le misure di sostegno alla previdenza complementare in azienda (FOPEN) hanno proceduto a una verifica del grado di adesione del personale al complesso di tali accordi, che è risultato pari a circa l'80%. Si è dunque proceduto alla sottoscrizione dei verbali per rendere operativi gli accordi, con i quali si è previsto di intervenire sulle agevolazioni tariffarie per coloro che, assunti prima del 1996, erano titolari di tale diritto. Nella stessa data, sono state attuate misure di sostegno e valorizzazione della previdenza complementare sia nei confronti di coloro che, assunti prima del 1996, erano titolari delle agevolazioni tariffarie, sia nei confronti dei "giovani" (assunti dopo il 1996), per i quali è prevista la corresponsione di 170 euro annui, in una sorta di "patto generazionale". È stata anche operata una revisione dello statuto del FISDE (Fondo Integrativo Sanitario per il Gruppo Enel), in un quadro di consolidamento e di ulteriore sviluppo del sistema di *welfare*. La revisione si è mossa in una duplice prospettiva: da un lato, rendere più solida ed efficiente l'Associazione, premessa indispensabile per continuare ad assicurare nel tempo in maniera sempre più efficace l'erogazione dei contributi a favore dei soci; dall'altro, ampliare la platea dei potenziali fruitori, per fare del FISDE il riferimento privilegiato nel campo dell'assistenza sanitaria integrativa nel settore elettrico.

Nel mese di novembre, inoltre, è stato sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali il verbale di accordo in materia di telelavoro, che introduce in Enel uno degli strumenti più significativi e incisivi, all'interno del più generale fenomeno del *work-life balance*, per un'effettiva conciliazione tra tempi di lavoro ed esigenze familiari.

A dicembre è stato, infine, sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali il nuovo impianto normativo ed economico del premio di risultato; le rilevanti novità introdotte dal nuovo accordo hanno riguardato:

- > una diversa ripartizione delle risorse economiche tra le due voci del premio in modo da favorire l'incentivazione della produttività/qualità/competitività;
- > un forte decentramento alle unità territoriali della gestione dell'incentivazione della produttività/qualità/competitività;
- > la valorizzazione del diverso apporto dato dai singoli lavoratori al conseguimento degli obiettivi collettivamente assegnati.

A livello nazionale sono state realizzate diverse attività interne alle Divisioni, con successiva attuazione in ambito territoriale. Tra queste, la Divisione Infrastrutture e Reti, nell'ambito del progetto VELE (Verifica Energia Elettrica) volto al recupero dell'energia elettrica sulla rete attraverso l'individuazione e la prevenzione di frodi e furti di energia, in data 11 maggio 2011 ha ridefinito, d'intesa con le Organizzazioni Sindacali nazionali, il trattamento economico-normativo del personale che opera in trasferta e aggiornato il premio aggiuntivo finalizzato a incentivare il conseguimento dei risultati del progetto.

Infine, nell'ambito del consolidato sistema Enel (definito nel Protocollo di Relazioni Sindacali) del "confronto" (dialogo proattivo con le sigle sindacali in caso di cambiamenti organizzativi), nel 2011 si sono conclusi numerosi dialoghi con le sigle sindacali in merito a interventi di riassetto, rinnovo o consolidamento nella struttura organizzativa interna di alcune Divisioni e società del Gruppo.

Consistenza del personale

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2011 è pari a 75.360 dipendenti, di cui 38.518 in servizio nelle società del Gruppo con sede all'estero. L'organico nel corso del 2011 si riduce di 2.953 risorse per effetto del saldo tra le assunzioni/cessazioni (-491) e di variazioni di perimetro che hanno interessato alcune società del Gruppo (-2.462).

In particolare, per l'Italia, le cessazioni dal servizio sono rappresentate principalmente da esodi consensuali incentivati. Le più significative variazioni di perimetro avvenute in questo esercizio sono: la cessione di CAM, di Synapsis, di Enel Operations Bulgaria, di Enel Maritza East 3, nonché la cessione del 51% di Hydro Dolomiti Enel. Si segnalano, inoltre, la variazione del metodo di consolidamento di Enel Unión Fenosa Renovables (da proporzionale a integrale), successiva alla cessione del perimetro classificato come "posseduto per la vendita", nonché, nel mese di dicembre, la cessione di Deval e Vallenergie.

Consistenza al 31.12.2010	78.313
Variazioni di perimetro e acquisizioni:	
- acquisizioni di società	-
- cessioni di società	(2.462)
Assunzioni	4.230
Cessazioni	(4.721)
Consistenza al 31.12.2011 ⁽¹⁾	75.360

(1) Include 113 risorse riferibili al perimetro di società classificato come "posseduto per la vendita"

Cienti

La *leadership* di un'azienda come Enel passa necessariamente attraverso la cura del cliente e l'attenzione per un servizio di qualità. In Italia, già dal 2009 è stato attivato il programma *Passion for Quality*, che punta a perfezionare ogni aspetto del servizio di vendita agendo su più ambiti di intervento.

Nel corso dell'anno, la Divisione Mercato ha dedicato il suo impegno non solo al monitoraggio di tutti gli indicatori di *performance* tradizionali, legati ai livelli di servizio erogati e alla produttività raggiunta dal *customer service*, ma anche al monitoraggio della percezione del cliente rispetto al servizio ricevuto. L'obiettivo principale è rendere il cliente parte integrante dei sistemi interni di controllo e di valutazione delle *performance* del servizio offerto.

In quest'ottica è nata, all'interno del progetto *Passion for Quality*, l'iniziativa *Customer Satisfaction Evolution*, volta a rivedere l'attuale modello di rilevazione della soddisfazione della clientela, con particolare riferimento al campione oggetto di analisi, alla segmentazione delle informazioni e alla metodologia di rilevazione.

Il nuovo modello mira, tra l'altro, a prevedere l'indice di soddisfazione dei clienti che chiamano il *contact center*, che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas misura semestralmente, sfruttando la correlazione statistica con l'indice "Enel" misurato mensilmente. Questa correlazione è utile a verificare i ritorni delle azioni migliorative messe in atto in termini di qualità e accessibilità del servizio erogato.

Nel corso del 2011 sono state messe in campo anche altre iniziative nell'ambito del miglioramento della relazione con la clientela:

- > sono stati attivati numerosi servizi in modalità "self-care" (tramite sms, sito web o telefono), come la richiesta di rateizzazione dei pagamenti o la possibilità di visualizzare lo stato di avanzamento dell'attivazione della fornitura;

> il "Vocal Ordering" è stato esteso dai processi acquisitivi a quelli post-vendita, quali la voltura, il subentro, la modifica della potenza e il cambio prodotto. Questo strumento permette di registrare l'accettazione dei termini contrattuali da parte del cliente evitando l'invio della documentazione, e riducendo così i tempi di evasione delle richieste;

> è stata introdotta una serie di iniziative rivolte al Punto Enel, con l'obiettivo di renderlo un punto di contatto per il cliente sempre più affidabile, efficace ed efficiente non solo sulle attività gestionali ma anche su quelle di vendita;

> è stato attivato presso alcuni Punti Enel un servizio di traduzione simultanea, disponibile in 10 lingue – inglese, francese, spagnolo, cinese, arabo, russo, rumeno, punjabi, albanese, serbo e croato – per permettere al cliente e al consulente di dialogare con l'ausilio di un terzo operatore che, da remoto, offre un servizio di traduzione simultanea. Nel corso del 2012 l'iniziativa verrà estesa a tutti i Punti Enel.

Prosegue, inoltre, il costante monitoraggio dei reclami e delle richieste di informazioni, che consentono di comprendere e tenere sotto controllo la percezione del cliente ed eventuali criticità in corso. Enel analizza tutte le segnalazioni dei clienti e si impegna a porre in essere gli interventi necessari per diminuire le eventuali situazioni di disagio, fornendo tutte le informazioni sull'accaduto e sulle azioni intraprese.

Per gli approfondimenti su tutte le iniziative e i progetti realizzati nei confronti dei clienti nell'intero perimetro di Gruppo si rimanda al Bilancio di Sostenibilità 2011.

La risoluzione alternativa delle controversie

Enel è stata la prima azienda nel settore energetico in Italia e in Europa a dotarsi di una procedura di conciliazione paritetica con le associazioni dei consumatori per la risoluzione delle controversie di natura economica che possono insorgere con i suoi clienti. Questa procedura totalmente gratuita, che si svolge attraverso una piattaforma *online*, offre la possibilità di risolvere rapidamente in via extragiudiziale le problematiche commerciali con le società che svolgono attività di vendita in Italia: Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico.

Nel 2006 è stato firmato il Protocollo di Conciliazione Paritetica tra Enel SpA e le Associazioni dei consumatori del CNCU (Consiglio Nazionale Consumatori e Utenti, organismo istituito nel luglio 1998 presso il Ministero dello Sviluppo Economico). Dopo una fase di sperimentazione e numerosi corsi di formazione, finanziati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, dal 2009 è attivo in tutta Italia il regolamento attuativo, che permette l'accesso alla procedura a oltre 28 milioni di clienti di Enel Servizio Elettrico ed Enel Energia sia per la fornitura di energia elettrica sia per quella di gas per uso domestico, attraverso gli sportelli territoriali abilitati delle Associazioni dei Consumatori.

Nel 2011 è iniziata la sperimentazione di una procedura analoga anche per clienti non domestici, in collaborazione con le sei confederazioni delle piccole e medie imprese più rappresentative in Italia: Confartigianato, CNA, Confapi, Confagricoltura, Confcommercio, Confesercenti. Alla fine della fase sperimentale anche i clienti *business* di Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico di tutta Italia potranno accedere alla conciliazione paritetica *online*.

Delle 1.392 pratiche di conciliazione avviate nel 2011, 252 riguardano Enel Servizio Elettrico, 725 i clienti gas di Enel Energia e 289 le forniture elettriche di Enel Energia. Le principali controversie per cui vengono attivate le conciliazioni riguardano, nel 70% dei casi, reclami relativi alla fatturazione dei consumi energetici.

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 dal 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 principi 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*).

Dal gennaio 2011, inoltre, Enel, insieme alla controllata Endesa, partecipa alla piattaforma del *Global Compact LEAD*, che raccoglie le migliori aziende mondiali promotrici dei dieci principi, aziende che sono impegnate nel guidare nuove iniziative di sostenibilità globali.

Proprio nell'ambito del proprio impegno nel *Global Compact LEAD*, durante l'edizione del Forum del Settore Privato delle Nazioni Unite tenutosi il 20 settembre 2011 a New York, l'Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel Fulvio Conti ha lanciato il programma di Gruppo *Enabling Electricity*.

Enabling Electricity

L'elettricità è un motore straordinario di crescita e prosperità: può aumentare la produzione industriale e agricola, creare lavoro, migliorare l'educazione e l'assistenza sanitaria e aprire nuove opportunità di sviluppo per tutti. Eppure, come evidenziato dalla IEA (l'Agenzia Internazionale dell'Energia), 1,3 miliardi di persone nel mondo non hanno accesso all'elettricità. Ciò rappresenta uno dei maggiori ostacoli alla diminuzione della povertà e al raggiungimento degli Obiettivi del Millennio delle Nazioni Unite.

Per fronteggiare questa sfida il Segretario Generale delle Nazioni Unite, Ban Ki-moon, ha dedicato l'anno 2012 alla lotta alla povertà energetica, dichiarandolo "Anno Internazionale dell'Energia Sostenibile per tutti" e fissando obiettivi precisi per gli anni successivi allo scopo di ridurre il divario energetico.

Enel vuole dare il suo contributo, garantendo l'accesso all'energia dove non è ancora disponibile attraverso il programma *Enabling Electricity*. Tale programma si focalizza su due target: i) persone che vivono in zone isolate; ii) comunità svantaggiate delle aree periferiche, rurali e suburbane.

Il programma, inoltre, si basa su tre tipi di intervento:

- > progetti che garantiscono accessibilità tecnologica e infrastrutturale;
- > progetti che abbattano le barriere economiche nelle aree a basso reddito;
- > progetti per lo sviluppo e la condivisione di competenze chiave e conoscenza attraverso formazione tecnica e creazione di capacità professionali.

In quest'ottica, fornire elettricità significa qualcosa di più di un servizio: può creare le basi per lo sviluppo stesso della persona e delle comunità.

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 si 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. Un dialogo mirato ai singoli portatori di interesse, istituzioni, cittadini, imprenditoria, associazioni, comitati, viene condotto con l'obiettivo di spiegare in maniera trasparente e rigorosa il progetto e i suoi possibili impatti sul territorio, raccogliendo posizioni, dubbi ed esigenze dei diversi settori della comunità.

Ogni progetto viene illustrato con il supporto di materiale informativo che chiarisce i bisogni, gli obiettivi, i costi e i benefici, il processo che si intende seguire di concerto con altri attori. Le modalità e le forme di dialogo scelte sono le più varie e sono dettate dal contesto di riferimento: da *meeting* pubblici a *focus group*, da incontri con i rappresentanti della comunità al confronto sui *social media* (*Facebook*, *Twitter*).

Il dialogo costante con gli *stakeholder* viene mantenuto durante l'intero processo autorizzativo necessario allo sviluppo di un grande progetto infrastrutturale, che prevede la realizzazione di studi d'impatto ambientale e di studi per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, secon-

do le richieste e le disposizioni di legge. In questo contesto Enel cura e mantiene i rapporti con gli *stakeholder* in maniera flessibile e dinamica: la fase consultiva che accompagna la Valutazione di Impatto Ambientale è volta a valutare in maniera preventiva gli effetti diretti e indiretti sull'ambiente, ed 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 adottate misure di controllo e verifica dell'impatto ambientale, in particolare delle emissioni in atmosfera, e vengono stipulati contratti quadro con le Regioni e i Comuni interessati al fine di mitigare eventuali impatti negativi attraverso interventi tecnici e ambientali. Si stipulano protocolli con le amministrazioni locali per valorizzare i settori dove l'impianto impatta in maniera particolarmente gravosa, vengono istituiti tavoli di tutela dell'imprenditoria locale, dell'ambiente e di confronto e dialogo con settori a rischio.

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 verso un ampio *target* di interlocutori.

Enel introduce i giovani nel 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 accrescere in loro consapevolezza e capacità critica, indirizzandoli 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 nove anni nelle classi 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'at-

tualità. Il periodico si compone di circa cento pagine che raccontano le tematiche tecnico-scientifiche con estrema chiarezza. Ciò significa soprattutto trattare temi che possano risultare di interesse sia per gli "addetti ai lavori" sia per un pubblico di lettori più vasto, allo scopo di favorire l'integrazione tra la scienza e la società.

Molte sono infine le iniziative rivolte alle famiglie, tra cui "Incredibile Enel" — il tour in cui l'energia viene raccontata in tutte le sue forme attraverso giochi, eventi, dibattiti, esperimenti scientifici, *musical* ed *exhibit* interattivi, per un'esperienza di divulgazione scientifica unica in Europa — o l'innovativo *Flagshipstore* di Milano, uno *showroom* di oltre 700 metri quadrati ideato per raccontare il mondo dell'energia, le sue fonti e le sue tecnologie, rinnovando e ampliando la relazione con i clienti anche attraverso l'utilizzo di tecnologie interattive all'avanguardia.

Sustainability Day

L'adozione e la promozione di valori etici e sociali, condivisi a livello globale, come dovere delle imprese in un mondo che cambia sempre più velocemente, e la necessità di integrare *business* e sostenibilità per creare nuovi valori che mantengano fiducia e affidabilità nell'operato di impresa,

sono i temi discussi durante il secondo *Sustainability Day*.

La giornata della sostenibilità di Enel è un'occasione annuale per promuovere la cultura della responsabilità, che porti verso un modo innovativo di concepire la sostenibilità aziendale a livello globale. La seconda edizione dell'evento si è svolta presso la sede di Endesa a Madrid il 15 febbraio 2011 e ha messo a confronto esperti internazionali, *manager* di fondi etici, rappresentanti della società civile e delle istituzioni internazionali, con l'obiettivo di proporre nuove strategie globali di crescita sostenibile. Inoltre, all'esterno dell'Auditorium, sono stati esposti i progetti di sostenibilità più significativi realizzati da Enel ed Endesa: dagli investimenti in ricerca e innovazione agli esempi di dialogo coi territori, dal rispetto per l'ambiente alla *corporate governance*.

Il secondo *Sustainability Day* è stato trasmesso online, dando la possibilità di interagire tramite *Twitter* con i numerosi *speaker* presenti, rappresentanti dei diversi *stakeholder*; per l'occasione è stato pubblicato un numero di *Oxygen* tutto dedicato alla CSR (info: www.enelsustainabilityday.com) ed è stata commissionata per il secondo anno consecutivo all'*Economist Intelligence Unit* una *survey* internazionale sulla CSR, "*The Sustainable Future*".



Strategia climatica e ambiente

Climate Change

Enel riconosce l'importanza della lotta ai cambiamenti climatici e da tempo si è impegnata attivamente nell'attuare iniziative per la riduzione delle emissioni di gas serra in tutti i Paesi nei quali opera. L'azienda partecipa al sistema europeo di *Emission Trading* (EU ETS) e, tramite Eurelectric, si è fatta promotrice di un'iniziativa volta a trasformare entro il 2050 il settore elettrico europeo in un'industria "carbon neutral", in linea con l'aspirazione internazionale e la "Roadmap per un'economia low carbon" tracciata dalla Commissione Europea. La decarbonizzazione richiede lo sviluppo di una strategia integrata di lungo periodo che necessita di importanti investimenti.

L'impegno di Enel nella lotta al cambiamento climatico si articola su cinque punti:

- > utilizzo delle migliori tecnologie disponibili per la produzione termoelettrica;
- > sviluppo delle fonti energetiche a zero emissioni (rinnovabili ed energia nucleare);
- > promozione dell'efficienza energetica lungo tutta la catena del valore: dalla generazione alla distribuzione, al rapporto con i clienti finali;
- > ricerca, sviluppo e innovazione;
- > riduzione delle emissioni di CO₂ nei Paesi in via di sviluppo, utilizzando i meccanismi di mercato introdotti dal Protocollo di Kyoto.

Rispetto al 1990, Enel ha ottenuto una riduzione delle emissioni di CO₂ per kWh prodotti superiore al 30%. Nel lungo periodo saranno possibili riduzioni ancora più significative se supportate da un quadro regolatorio stabile, in grado di indirizzare investimenti crescenti verso tecnologie a basse emissioni.

La strategia di crescita della Divisione Energie Rinnovabili si è sviluppata secondo due direttrici: l'utilizzo dell'intera gamma delle tecnologie disponibili (idroelettrico, solare, eolico, geotermia e biomasse), per non dipendere dalle performance di un'unica fonte, e la diversificazione geografica. Tali scelte consentono di mediare tra andamenti di crescita economica e orientamenti politico-regolatori diversi.

In accordo con il piano strategico, la Divisione ha completato l'avvio del programma integrato di attività nella filiera del solare fotovoltaico. In questo contesto, in *joint venture* con Sharp e STM, è stata portata a termine la costruzione della fabbrica per la produzione di pannelli fotovoltaici, che raggiungerà la piena operatività entro la fine dell'anno.

La seconda *joint venture* con Sharp, denominata ESSE, è divenuta pienamente operativa e sta perseguendo lo sviluppo delle attività di generazione da energia solare nell'area EMEA (Europa, Medio Oriente e Africa). Accanto a queste, la Divisione perseguirà anche direttamente lo sviluppo della propria capacità di generazione da fonte fotovoltaica nelle aree geografiche dove già presente.

La Divisione, infine, ha completato il riposizionamento strategico di Enel.si sul mercato *retail* nel settore fotovoltaico e dell'efficienza energetica.

Nel 2012 la Divisione proseguirà il proprio impegno nel settore della ricerca e dello sviluppo di tecnologie innovative, ponendo la massima attenzione alle problematiche ambientali e al rispetto dei principi e delle norme di *safety*.

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 di Amministrazione della "Nuclear Policy" di Gruppo, emanata nel dicembre 2010 e pubblicata sul sito aziendale.

La *policy* intende garantire che tutti i progetti di investimento nucleari ai quali il Gruppo partecipa in qualità di

Rinnovabili

Per Enel Green Power, la società del Gruppo dedicata alle fonti rinnovabili, il primo anno dalla quotazione in Borsa è stato contrassegnato dal consolidamento della *leadership* nel settore attraverso il raggiungimento degli obiettivi operativi, economici e finanziari assunti con gli investitori.

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, come testualmente sotto riportato:

"Nell'ambito dei suoi investimenti nelle tecnologie nucleari, Enel si impegna pubblicamente, in veste di azionista, a garantire che nei propri impianti nucleari sia adottata una chiara politica di sicurezza nucleare e che tali impianti siano gestiti secondo criteri in grado di assicurare assoluta priorità alla sicurezza e alla protezione dei lavoratori, della popolazione e dell'ambiente. La politica di Enel in materia di sicurezza nucleare promuove l'eccellenza in tutte le attività dell'impianto, secondo una logica che intende andare oltre la semplice conformità alle leggi e normative applicabili in materia e assicurare l'adozione di approcci manageriali che incorporino i principi del miglioramento continuo e della gestione dei rischi in sicurezza.

Enel farà tutto ciò che è in suo potere, in qualità di azionista, per assicurare che anche gli operatori degli impianti nucleari, nei quali Enel detenga una partecipazione di minoranza, adottino, e rendano pubbliche, politiche in grado di garantire i migliori standard per quanto concerne la sicurezza nucleare, la gestione dei residui radioattivi, la protezione degli impianti e la tutela dei lavoratori, della popolazione e dell'ambiente. Enel si impegna a fornire risorse adeguate per l'attuazione delle suddette politiche di sicurezza. Enel si impegna inoltre a sostenere la politica di cooperazione in tema di sicurezza nucleare di tutti gli operatori del settore nel mondo".

L'applicazione di questa *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 Ambiente e Autorizzazioni, 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/.

Nucleare in Italia

Il referendum abrogativo tenutosi a giugno 2011 ha di fatto reso impraticabile, almeno nel breve termine, lo sviluppo in Italia di un programma per la produzione di energia elettrica da fonte nucleare. Come conseguenza, è venuto meno il capitolato della *joint venture* costituita da Enel ed EDF nel luglio 2009 (Sviluppo Nucleare Italia), consistente nello sviluppo del progetto e nella successiva realizzazione di almeno quattro reattori nucleari di tecnologia EPR.

Nel dicembre 2011, pertanto, Enel ed EDF hanno deciso di terminare tutti gli accordi in essere relativi al progetto nucleare italiano; EDF ha inoltre ceduto a Enel il suo 50% di partecipazione in Sviluppo Nucleare Italia Srl, che è oggi una società posseduta interamente da Enel Ingegneria e Innovazione.

Negli altri Paesi in cui il Gruppo è presente non vi sono stati cambiamenti nelle strategie energetiche nazionali e, pertanto, anche le politiche di sviluppo nucleare del Gruppo sono sostanzialmente rimaste immutate.

Water scarcity

Enel è consapevole che la gestione efficiente delle risorse idriche è di centrale importanza per la salvaguardia della biodiversità e per lo sviluppo e il benessere della società. Al fine di evitare potenziali situazioni di stress idrico dovute a consumi elevati rispetto ai flussi naturali localmente disponibili, Enel opera un costante monitoraggio di tutti i siti di produzione che si trovano in zone a rischio di scarsità idrica. L'attività si articola nelle seguenti fasi:

- > 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.
- Dal monitoraggio svolto nessun sito di produzione del Gruppo presenta elementi di particolare criticità.

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.

Le strategie attuate per la biodiversità, le azioni e i piani specifici di intervento derivano da iniziative per lo più a carattere volontario o da accordi conclusi durante i processi autorizzativi per la costruzione di impianti.

Per ogni installazione è stata monitorata la prossimità di aree protette evidenziandone i motivi di tutela, gli ecosistemi pregiati, i biotopi e le specie animali o vegetali da preservare in quanto a rischio di estinzione. La conoscenza delle specie presenti consente di individuare quelle ricadenti nella "Red List" dell'*International Union for Conservation of Nature and Natural Resources* e, in funzione del relativo livello di rischio, di adottare le necessarie precauzioni di tutela.

In fase di progettazione degli impianti Enel svolge studi d'impatto che prevedono una valutazione sistematica degli effetti sull'ambiente naturale e definiscono soluzioni compensative o migliorative dell'ambiente originario. Negli studi, inoltre, viene valutata la salvaguardia degli ecosistemi e dei flussi migratori della fauna e sono individuate le migliori soluzioni di struttura, ingombro, materiali e componenti. Per le reti è presa in considerazione anche la geometria dei sostegni e una progressiva adozione delle soluzioni in cavo

isolato, meno impattanti sul paesaggio e sulla fauna.

Nell'esercizio degli impianti, in molte località, in accordo con le istituzioni locali, vengono attuate da soggetti terzi indipendenti campagne di biomonitoraggio terrestre, fluviale e marino, con lo scopo di verificare l'influenza delle attività svolte sulla biodiversità e l'adeguatezza delle misure compensative o migliorative intraprese.

Dal punto di vista operativo vengono adottate diverse precauzioni, quali la riduzione dei prelievi d'acqua e degli scarichi e la mitigazione del rumore emesso dalle apparecchiature. La presenza dei rilasci dagli sbarramenti consente di mantenere flussi più costanti nei corsi d'acqua a regime torrentizio, favorendo la biodiversità degli ecosistemi acquatici. I bacini svolgono inoltre la funzione di aree umide minori che agevolano le migrazioni dell'avifauna.

Anche nell'ambito dei Sistemi di Gestione Ambientale applicati da Enel in conformità alla norma ISO 14001, vengono svolte una periodica valutazione degli impatti sulla biodiversità e un'analisi dei rischi eventuali e vengono previsti interventi di sensibilizzazione del personale.

Fino a oggi l'esito di tutte le campagne di monitoraggio evidenzia l'assenza di impatti negativi sulla biodiversità e la correttezza delle misure intraprese per evitare effetti negativi delle emissioni atmosferiche, degli scarichi termici, del rumore e della manutenzione dei corridoi delle linee di distribuzione. Gli ecosistemi presentano sempre un ottimo stato di conservazione e sono spesso attivamente controllati dalle società del Gruppo attraverso accordi con enti e organizzazioni territoriali.

Ricerca e sviluppo

Nel 2011 il Gruppo Enel ha svolto attività per lo sviluppo e la dimostrazione di tecnologie innovative per un valore di circa 97 milioni di euro, nei campi della generazione fossile (con *focus* su cattura e sequestro della CO₂, 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 e biomasse), dell'accumulo energetico, dell'efficienza energetica unita alla generazione distribuita, delle *smart*

grid, della mobilità elettrica, dei Porti Verdi e della *cyber-security/zero accident*.

Le attività di ricerca e innovazione sono inquadrare nell'ambito del Piano per l'Innovazione Tecnologica, che fornisce un quadro complessivo della strategia e dei progetti di ricerca e innovazione sviluppati all'interno del Gruppo. Il Piano è stato realizzato in forma integrata con Endesa e in coordinamento con tutte le società del Gruppo, e ha lo scopo di aumentare la competitività e rafforzare la *leadership* tecnologica e ambientale del Gruppo.

Efficienza e contenimento delle emissioni negli impianti termoelettrici

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. È dunque necessario far sì che le tecnologie di generazione termoelettrica siano sempre più compatibili con le esigenze ambientali, fino all'obiettivo "zero emissioni".

Enel è tra le imprese capofila nello studio e nella dimostrazione delle tecnologie per la CCS (cattura e sequestro della CO₂), con attività sulla cattura dell'anidride carbonica dai fumi delle centrali a carbone (cattura post-combustione), sulle tecnologie di combustione innovativa in

ossigeno e di gassificazione dei combustibili fossili (cattura pre-combustione) e sulle soluzioni per lo stoccaggio della CO₂.

Cattura post-combustione e sequestro della CO₂

Nel 2010 è stata completata la costruzione dell'impianto pilota di cattura della CO₂ integrato presso la centrale di Brindisi, inaugurato il 1° marzo 2011 alla presenza del Commissario europeo all'Energia. Tale impianto pilota, uno dei primi della sua taglia in Europa e nel mondo, consente di trattare 10.000 Nm³/h di fumi (corrispondente a circa 3,5 MWe) e permetterà di ottimizzare il processo di cattura e testare sorbenti innovativi, rafforzando il know-how di Enel in vista della realizzazione dell'impianto dimostrativo industriale.



Combustione in ossigeno

Il filone della CCS con combustione in ossigeno a pressione atmosferica è sviluppato principalmente da Endesa con il progetto dimostrativo di Compostilla. L'impianto pilota da 30 MWt è stato completato alla fine del 2011 e verrà di seguito avviato l'esercizio sperimentale.

Cattura pre-combustione

Nell'ambito della cattura pre-combustione, basata sull'uso di tecnologie di gassificazione dei combustibili fossili, Enel ha concentrato la sua attività sui sistemi per la generazione di elettricità da idrogeno, prodotto del processo di separazione. In Italia, l'esercizio dell'impianto di Fusina (Venezia) da 16 MW e alimentato a idrogeno, nel 2011 ha superato le 1.000 ore di funzionamento; le prossime fasi prevedono la messa a punto e il test di un nuovo bruciatore realizzato in collaborazione con GE, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di NOx al di sotto dei 100 mg/Nm³. Il tema della gassificazione del carbone viene sviluppato a livello di Gruppo anche attraverso la partecipazione congiunta di Endesa e di Enel all'impianto Elcogas di Puertollano, in Spagna.

Sequestro della CO₂

Oltre alla caratterizzazione e alla selezione preliminare delle aree idonee per realizzare i siti di stoccaggio geologico permanente della CO₂, sono stati avviati studi sul suo utilizzo nell'ambito di processi biochimici.

Per quanto riguarda la ricerca per la cattura biologica della CO₂ attraverso alghe e la valorizzazione nel concetto di bioraffineria, un impianto pilota con 500 m² di foto-bioreattori è stato già costruito presso la centrale a carbone di Litoral Almeria, in Andalusia.

Sistemi per l'aumento dell'efficienza e il contenimento delle emissioni

L'aumento di efficienza degli impianti termici è cruciale sia nel miglioramento delle performance ambientali sia come fattore abilitante per lo sviluppo delle tecnologie per la cattura e il sequestro della CO₂. Al riguardo la principale attività in corso è il progetto ENCIO, che realizzerà presso la centrale di Fusina un impianto pilota per il test di mate-

riali innovativi capaci di resistere a temperature e pressioni ben superiori alle attuali (700 °C a una pressione di 365 bar), da impiegare nella realizzazione di futuri impianti a carbone con efficienza fino al 50%. Questo aumento di efficienza consentirà di realizzare centrali a carbone che emetteranno circa il 15% in meno di anidride carbonica rispetto ai più moderni impianti oggi in esercizio.

Smart grid e generazione distribuita

Nell'ambito dell'innovazione nella distribuzione, i principali temi di interesse per il Gruppo sono:

- > l'integrazione e la gestione intelligente delle risorse energetiche distribuite;
- > l'evoluzione tecnologica della rete (efficienza energetica, uso del vettore elettrico);
- > gli standard e le infrastrutture (interoperabilità, security e privacy);
- > il customer empowerment.

Dal punto di vista della rete, è stato avviato il progetto Isernia, che prevede l'adozione di una vasta serie di tecnologie e servizi che consentono già oggi di realizzare le smart grid.

Nel corso del 2011 è proseguita l'attività nell'ambito del progetto europeo ADDRESS, di cui Enel Distribuzione è capofila e coordinatore, che prevede la definizione di un nuovo modello di business in grado di promuovere un ruolo attivo del cliente finale. Il dispositivo caratteristico della soluzione Enel, per abilitare in ambito domestico questa gamma di servizi, è lo Smart Info. Grazie a questo dispositivo i dati gestiti dal contatore elettronico possono essere messi a disposizione in modalità open per lo sviluppo di servizi di efficienza energetica. Un primo concreto esempio di tale potenzialità è rappresentato dal progetto Energy@home, svolto in collaborazione con Telecom Italia, Indesit ed Electrolux.

Sul tema dell'efficientamento energetico è proseguito lo scambio informativo con Endesa sul progetto Smart City Malaga. Il 2011 ha visto l'installazione della quasi totalità dei sistemi previsti dal progetto, che concluderà la sua fase dimostrativa nel 2012.

Nell'ambito del progetto Casa Enel, finalizzato allo sviluppo di servizi a valore aggiunto per l'utente finale per la gestione efficiente delle utenze energetiche domestiche, con Enel Energia è stato avviato, su 1.800

clienti, il *trial* di un sistema per il miglioramento della *customer awareness*.

Nell'ambito dell'efficientamento energetico degli edifici di tipo terziario, è stato definito e parzialmente realizzato il sistema di monitoraggio degli edifici della sede della Ricerca di Pisa e l'edificio dei laboratori del NEST della Scuola Normale Superiore; il progetto è finanziato anche nell'ambito del progetto europeo ENCOURAGE.

Mobilità elettrica

Anche nel campo della mobilità elettrica i progetti avviati sono proseguiti nel corso del 2011, ampliando ulteriormente l'ambito di attività.

Nell'ambito del progetto *E-mobility Italy*, sviluppato in *partnership* con Daimler-Mercedes, sono proseguite le installazioni di infrastrutture di ricarica pubbliche e private, a beneficio dei primi 100 clienti che hanno noleggiato le auto *Smart Electric Drive* a Roma, Milano e Pisa. Sul fronte degli accordi con i costruttori, sono state ulteriormente sviluppate le collaborazioni con i principali *player* del settore, in vista di possibili offerte integrate da rivolgere ai clienti finali.

Le attività di sviluppo della mobilità elettrica sono proseguite anche in Spagna, sul fronte sia commerciale sia infrastrutturale, valorizzando al massimo le sinergie conseguibili all'interno del Gruppo. In questo ambito si inquadrano anche le prime installazioni di infrastrutture di "*fast charging*", integrate per esempio nel progetto *Smart City* in corso nella città di Malaga.

Parte delle iniziative per la mobilità sostenibile è anche il progetto Porti Verdi, che consiste nella definizione di un'offerta integrata di servizi finalizzata alla riduzione delle emissioni nelle aree portuali. In particolare, nel corso del 2011 è stato consegnato all'Autorità Portuale di Venezia un progetto preliminare per l'elettificazione del bacino di Marittima.

L'accordo con Venezia si affianca a quello sottoscritto con l'Autorità Portuale di Civitavecchia, per cui Enel ha già realizzato il progetto di elettificazione di una banchina del porto crocieristico, e agli accordi firmati con le Autorità Portuali di La Spezia e Barcellona. Il tema "Porti Verdi" fa parte inoltre delle attività di interesse nell'ambito dei progetti *smart city*, secondo gli accordi che Enel Distribuzione sta sviluppando con le città e le Autorità Portuali di Genova e Bari.

Tecnologie di generazione da rinnovabili

Solare termodinamico

Lo sviluppo di medio-lungo termine degli impianti a concentrazione (*Concentrating Solar Power, CSP*) si sta orientando sempre più sull'uso dei sali fusi come fluido per la raccolta della radiazione e per lo stoccaggio energetico. Si analizzano, inoltre, tecnologie che potranno diventare commercialmente interessanti nel medio-lungo periodo, quali i sistemi a generazione diretta di vapore o i sistemi Stirling.

Archimede

È terminata la prima fase dei test di funzionamento, che ha confermato prestazioni prossime a quelle di progetto, con riscaldamento dei sali a 540 °C e generazione di vapore a temperature superiori ai 520 °C. Sono state avviate l'ottimizzazione del sistema di regolazione e controllo dell'impianto, in vista della realizzazione di impianti industriali di grande taglia, e la realizzazione di un circuito di prova per testare sali a bassa temperatura di fusione (80–140 °C) e componentistica innovativa.

Integrazione geotermia-solare termodinamico

Sono state avviate le attività per il progetto preliminare di un impianto solare termodinamico integrato con l'impianto geotermico di Stillwater (Nevada, Stati Uniti). L'impianto consentirà di sfruttare le sinergie tra la fonte geotermica e la fonte solare, permettendo di massimizzare il ritorno economico nella generazione di energia.

Fotovoltaico innovativo

Le principali attività di ricerca in campo fotovoltaico si concentrano presso il laboratorio solare di Catania, che nel corso del 2011 ha ottenuto l'accreditamento CEI EN 61215 e 61646 per la verifica delle prestazioni di moduli fotovoltaici in silicio e in *film* sottile. Il laboratorio ha caratterizzato tutte le principali tecnologie fotovoltaiche presenti sul mercato, sia in laboratorio sia in campo, e validato modelli in grado di prevederne le prestazioni nelle diffe-

renti condizioni operative. Sono state avviate le attività previste nell'ambito della *joint venture* tra Enel Green Power, STM e Sharp (3SUN) per lo sviluppo di un programma di ricerca e sperimentazione congiunto finalizzato al test di nuovi materiali e all'integrazione di componentistica elettronica avanzata.

Generazione per utenze isolate

Sono stati completati il disegno e la progettazione di 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. Il primo prototipo è stato installato nel febbraio 2012 presso la sede Enel Ricerca di Pisa.

"Diamante"

Nel 2011 è stato firmato il protocollo d'intesa tra Roma Capitale, Enel e l'Università "Sapienza" per l'installazione di un nuovo esemplare di "Diamante" – sistema integrato di produzione e stoccaggio di energia da fonte solare – a

Roma, in prossimità della sede di Valle Giulia della facoltà di Architettura.

Geotermia innovativa

Enel è impegnata nello studio di un ciclo organico supercritico a elevate prestazioni che permetterà di realizzare impianti geotermici ad alta efficienza in presenza di fonti geotermica a bassa entalpia. Si stanno completando presso l'Area Sperimentale di Livorno le attività per la costruzione di un prototipo di circuito da 500 kWe, realizzato in collaborazione con Turboden e con il Politecnico di Milano.

Eolico

È stata completata l'applicazione a tutti gli impianti eolici italiani degli strumenti di previsione a breve termine della produzione sviluppati dalla ricerca Enel, in grado di garantire un livello di affidabilità superiore alle soluzioni oggi disponibili sul mercato.



Energia dal mare

Le tecnologie di generazione di elettricità da onde e maree non hanno ancora raggiunto la maturità tecnologica e i livelli di costo necessari per garantirne la competitività in termini di prezzo dell'energia generata. Per questo, Enel ha eseguito una prima fase di analisi e selezione delle aree di maggior interesse dal punto di vista delle risorse naturali, condotta in Europa e in America Latina (Cile) con Endesa. È stata, inoltre, completata una attività di *scouting* delle tecnologie più promettenti tra quelle in fase di sviluppo.

Accumulo energetico

Il Gruppo Enel sta monitorando e sviluppando le soluzioni tecnologiche presenti sul mercato e in via di sviluppo per l'accumulo energetico, in modo da comprenderne le reali prestazioni e potenzialità per assolvere alle funzioni di supporto a tutto il sistema elettrico, dalla generazione al trasporto, alla distribuzione, ai clienti finali.

Nel 2011 sono state completate le analisi delle prestazioni dei primi tre sistemi installati presso la stazione di prova di Livorno (batterie al vanadio, agli ioni di litio, e ZEBRA). È stato infine installato un sistema di accumulo di idrogeno che vanta *break-through* tecnologici tali da rappresentare un possibile candidato per l'accumulo energetico nel medio-lungo termine.

Sensible plant, zero accident plant, cybersecurity

La ricerca Enel sta analizzando le prestazioni effettive e il potenziale sviluppo di applicazioni avanzate di sensoristica, diagnostica e automazione per gli impianti di produzione del Gruppo allo scopo di aumentarne l'affidabilità, la sicurezza e l'efficienza, e ridurre gli incidenti durante cantieri di costruzione, di manutenzione e normale esercizio degli impianti del Gruppo.

Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Energetici e Gestore dei Mercati Energetici (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al Gestore dei Mercati Energetici, sono determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le transazioni riferite agli acquisti e alle vendite di energia elettrica effettuate con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

In particolare, le società della Divisione Mercato acquistano energia elettrica dall'Acquirente Unico e regolano con il Gestore dei Servizi Energetici i "Contratti per differenza" relativi all'assegnazione dell'energia CIP 6, oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale a Terna, effettuano operazioni di compravendita di energia elettrica con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. Le società della Divisione Energie Rinnovabili operanti in Italia vendono energia elettrica al Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica.

Enel acquista inoltre da Eni, società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

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 internet http://www.enel.com/it-IT/group/governance/principles/related_parts/) 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; essa ha sostituito, con effetto a fare data dal 1° gennaio 2011, il regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 19 dicembre 2006 in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate, le cui disposizioni hanno trovato applicazione fino al 31 dicembre 2010.

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.

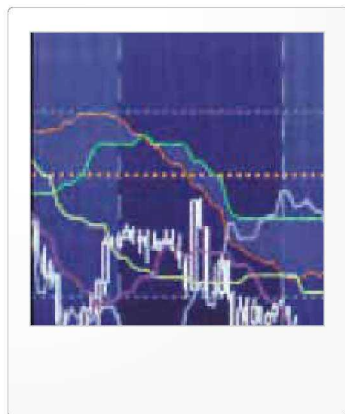
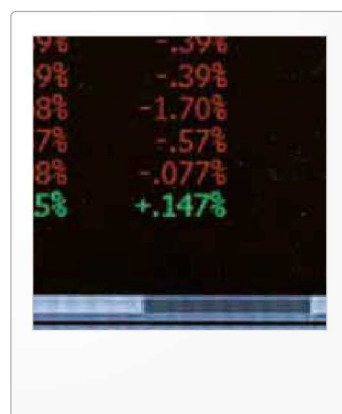
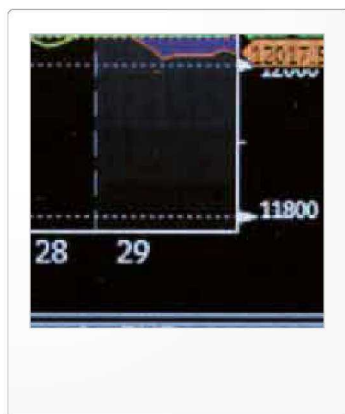
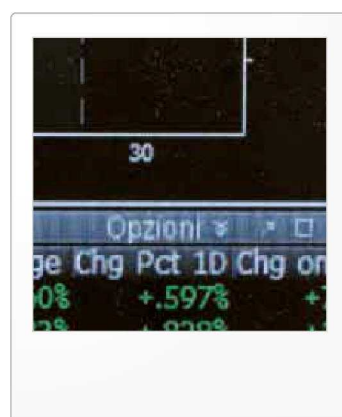
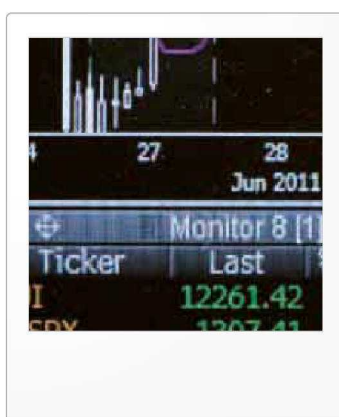
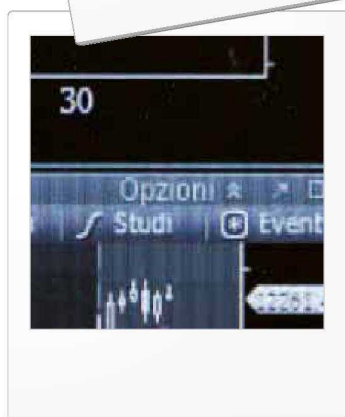
Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

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 del Gruppo e gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	al 31.12.2011		al 31.12.2010 restated	
Valori civilistici di Enel SpA	2.467	24.190	3.117	24.516
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	28	(77.011)	17	(77.149)
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	5.289	76.032	6.864	74.794
Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	-	15.359	(426)	15.593
Dividendi infragruppo	(3.762)	-	(4.406)	-
Eliminazione degli utili complessivi infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	126	220	(776)	235
TOTALE GRUPPO	4.148	38.790	4.390	37.989
TOTALE TERZI	1.210	15.650	1.283	15.877
BILANCIO CONSOLIDATO	5.358	54.440	5.673	53.866



Bilancio consolidato



PAGINA BIANCA

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro		Note	
		2011	2010
		di cui con parti correlate	di cui con parti correlate
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	8.a	77.573	71.943
Altri ricavi e proventi	8.b	1.941	1.434
	[Subtotale]	79.514	73.377
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	9.a	42.901	36.457
Servizi	9.b	14.440	13.628
Costo del personale	9.c	4.296	4.907
Ammortamenti e perdite di valore	9.d	6.351	6.222
Altri costi operativi	9.e	2.143	2.950
Costi per lavori interni capitalizzati	9.f	(1.711)	(1.765)
	[Subtotale]	68.420	62.399
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	10	272	280
Risultato operativo		11.366	11.258
Proventi finanziari	11	2.693	2.576
Oneri finanziari	11	5.717	5.774
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	96	14
Risultato prima delle imposte		8.438	8.074
Imposte	13	3.080	2.401
Risultato delle continuing operations		5.358	5.673
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		5.358	5.673
Quota di interessenza del Gruppo		4.148	4.390
Quota di interessenza di terzi		1.210	1.283
Risultato per azione (euro)	14	0,44	0,47
Risultato diluito per azione (euro)	14	0,44	0,47
Risultato delle continuing operations per azione	14	0,44	0,47
Risultato diluito delle continuing operations per azione	14	0,44	0,47

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note	2011	2010 restated ⁽¹⁾
Risultato netto dell'esercizio		5.358	5.673
Altre componenti di Conto economico complessivo			
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari		(161)	307
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(9)	16
Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari disponibili per la vendita		(61)	384
Differenze di cambio		(731)	2.323
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	28	(962)	3.030
Utile complessivo rilevato nell'esercizio		4.396	8.703
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		3.674	6.145
- di terzi		722	2.558

(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 operazioni su quote partecipative senza perdita di controllo. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva Nota 5.

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

Note

ATTIVITÀ	Note	al 31.12.2011	al 31.12.2010 restated ⁽¹⁾
		di cui con parti correlate	di cui con parti correlate
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	15	80.592	78.094
Investimenti immobiliari		245	299
Attività immateriali	16	39.075	39.581
Attività per imposte anticipate	17	6.011	6.017
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	18	1.085	1.033
Attività finanziarie non correnti	19	6.325	4.701
Altre attività non correnti	20	506	1.062
	[Totale]	133.839	130.787
Attività correnti			
Rimanenze	21	3.148	2.803
Crediti commerciali	22	11.570	12.505
Crediti tributari	23	1.251	1.587
Attività finanziarie correnti	24	10.466	11.922
Altre attività correnti	25	2.135	2.176
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	26	7.015	5.164
	[Totale]	35.585	36.157
Attività possedute per la vendita	27	381	1.618
TOTALE ATTIVITÀ		169.805	168.562

(1) Lo Stato patrimoniale consolidato è stato oggetto di *restatement* per recepire retrospettivamente gli effetti dell'allocazione definitiva del prezzo pagato nell'operazione di *business combination* di SE Hydropower. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva Nota 5.

Milioni di euro	Note	al 31.12.2011	al 31.12.2010 restated ⁽¹⁾
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
		di cui con parti correlate	di cui con parti correlate
Patrimonio netto del Gruppo			
Capitale sociale		9.403	9.403
Altre riserve		10.348	10.791
Utili e perdite accumulati		15.831	14.345
Risultato dell'esercizio ⁽²⁾		3.208	3.450
	[Totale]	38.790	37.989
Interessenze di terzi		15.650	15.877
Totale patrimonio netto	28	54.440	53.866
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	26	48.703	52.440
TFR e altri benefici ai dipendenti	29	3.000	3.069
Fondi rischi e oneri	30	7.831	9.026
Passività per imposte differite	17	11.505	11.336
Passività finanziarie non correnti	31	2.307	2.591
Altre passività non correnti	32	1.313	1.244
	[Totale]	74.659	79.706
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	26	4.799	8.209
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	26	9.672	2.999
Debiti commerciali	33	12.931	12.373
		3.304	2.777
Debiti per imposte sul reddito		671	687
Passività finanziarie correnti	34	3.668	1.672
Altre passività correnti	35	8.907	8.052
		15	13
	[Totale]	40.648	33.992
Passività possedute per la vendita	27	58	998
Totale passività		115.365	114.696
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		169.805	168.562

(1) Lo Stato patrimoniale consolidato è stato oggetto di *restatement* per recepire retrospettivamente gli effetti dell'allocazione definitiva del prezzo pagato nell'operazione di *business combination* di SE Hydropower. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva Nota 5.

(2) Il risultato dell'esercizio è al netto degli acconti sul dividendo dell'esercizio (in entrambi gli esercizi pari a 940 milioni di euro).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi
Al 1° gennaio 2010	9.403	5.292	1.453	2.260	11.409
Onere dell'esercizio per piani di <i>stock option</i>	-	-	-	2	-
Distribuzione dividendi e acconti ⁽¹⁾	-	-	-	-	(1.410)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	428	-	4.218
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-
Cessione quote azionarie senza perdita del controllo	-	-	-	-	-
Effetto PPA SE Hydropower	-	-	-	-	128
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-
<i>di cui:</i>					
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2010 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	14.345
Distribuzione dividendi e acconti ⁽²⁾	-	-	-	-	(1.695)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	3.450
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	(269)
Cessione quote azionarie senza perdita del controllo	-	-	-	-	-
Operazioni su <i>non controlling interest</i>	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-
<i>di cui:</i>					
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2011	9.403	5.292	1.881	2.262	15.831

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 29 settembre 2010 con stacco cedola in data 22 novembre 2010 e pagato a decorrere dal 25 novembre 2010.

(2) 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.

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Riserva conversione bilanci in valuta estera	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	Risultato netto dell'esercizio	Patrimonio netto del Gruppo	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
(621)	(582)	-	-	8	4.646	33.268	12.665	45.933
-	-	-	-	-	-	2	-	2
-	-	-	-	-	(940)	(2.350)	(798)	(3.148)
-	-	-	-	-	(4.646)	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	1.259	1.259
-	-	796	-	-	-	796	-	796
-	-	-	-	-	-	128	193	321
1.077	662	-	-	16	4.390	6.145	2.558	8.703
1.077	662	-	-	16	-	1.755	1.275	3.030
-	-	-	-	-	4.390	4.390	1.283	5.673
456	80	796	-	24	3.450	37.989	15.877	53.866
-	-	-	-	-	(940)	(2.635)	(719)	(3.354)
-	-	-	-	-	(3.450)	-	-	-
-	-	-	-	-	-	(269)	(237)	(506)
-	-	(47)	-	-	-	(47)	-	(47)
-	-	-	78	-	-	78	7	85
(336)	(129)	-	-	(9)	4.148	3.674	722	4.396
(336)	(129)	-	-	(9)	-	(474)	(488)	(962)
-	-	-	-	-	4.148	4.148	1.210	5.358
120	(49)	749	78	15	3.208	38.790	15.650	54.440

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	
	2011	2010 restated
	di cui con parti correlate	di cui con parti correlate
Risultato netto dell'esercizio	5.358	5.673
Rettifiche per:		
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali	1.102	999
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti	4.730	4.511
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	417	509
Accantonamenti ai fondi	387	1.812
(Proventi)/Oneri finanziari	2.219	2.319
Imposte sul reddito	3.080	2.401
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	(73)	476
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto	17.220	18.700
Incremento/(Decremento) fondi	(1.749)	(1.705)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	(334)	(331)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	335	(408)
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non	571	80
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	567	527
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	1.371	29
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(3.897)	(7)
Imposte pagate	(2.371)	(3.275)
Cash flow da attività operativa (a)	11.713	11.725
Investimenti in attività materiali non correnti	(6.957)	(6.468)
Investimenti in attività immateriali	(632)	(719)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(153)	(282)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	165	2.610
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	177	(51)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)	(7.400)	(4.910)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	10.486	5.497
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	(9.427)	(10.748)
Incasso (al netto degli oneri accessori) da cessione di quote azionarie senza perdita di controllo	(51)	2.422
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(3.517)	(3.147)
Cash flow da attività di finanziamento (c)	(2.509)	(5.976)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)	(74)	214
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)	1.730	1.053
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	5.342	4.289
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio ⁽¹⁾	7.072	5.342

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.015 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (5.164 milioni di euro al 31 dicembre 2010), "Titoli a breve" pari a 52 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (95 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti delle Attività possedute per la vendita" pari a 5 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (83 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

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 2011 comprende i bilanci della Società, delle sue controllate e delle imprese a controllo congiunto ("il Gruppo"), nonché la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate. L'elenco delle società controllate, collegate e a controllo congiunto incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

La pubblicazione del presente Bilancio consolidato è stata autorizzata dagli Amministratori in data 7 marzo 2012.

Conformità agli IFRS/IAS

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi e 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 dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico 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

Principi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del *management*

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il *management* prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono aver effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e le decisioni assunte dal *management* si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; vengono adottate quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno potrebbero pertanto differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico consolidato, 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 principi contabili internazionali. La criticità insita in tali valutazioni è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.

Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto rilevante 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 gas distribuita nell'esercizio ma non ancora fatturata, quale differenza tra l'energia elettrica e 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. Il *goodwill* 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, evidentemente, le valutazioni non sono effettuate secondo logi-

che 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 subito 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 futuro di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2011 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 il Gruppo non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle predette imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

Contenziosi

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

Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato

la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

Fondo svalutazione crediti

Il fondo svalutazione crediti riflette le stime delle perdite connesse al portafoglio crediti del Gruppo. Sono stati effettuati accantonamenti a fronte di perdite attese su crediti, stimati in base all'esperienza passata con riferimento a crediti con 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 pas-

sività assunte con operazioni di aggregazione aziendale. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai principi contabili utilizzati.

Giudizi del *management*

Identificazione delle *Cash Generating Unit* (CGU)

In applicazione delle disposizioni dello IAS 36 - *Riduzione di valore delle attività*, l'avviamento iscritto nel Bilancio consolidato del Gruppo, in virtù di operazioni di aggregazione aziendale, è stato allocato a singole (o 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. In ragione delle similarità geografiche, culturali e sociali dei Paesi e mercati in cui operano, di aspetti tecnici, regolatori e di *performance* gestionali, molte di queste attività rappresentano, per il Gruppo, un elemento unico di valutazione con una stretta interdipendenza dei relativi flussi di cassa. 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. 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 ter-

ritoriali definibili omogenee in relazione ad aspetti regolatori, contrattuali e in quanto soggette a una elevata interdipendenza dei processi di *business* e 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 accertare 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, pur non detenendone la maggioranza dei diritti di voto, come indicato nell'allegato al presente bilancio "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2011", cui si rimanda.

Applicazione dell'IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione alle concessioni esistenti nel Gruppo

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.

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 e 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 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, i dirigenti con responsabilità strategiche, e i loro stretti familiari, di Enel SpA e delle società da questa direttamente e/o indirettamente controllate. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Società controllate

Per società controllate si intendono tutte le società su cui il Gruppo ha il potere di determinare, direttamente o indirettamente, le politiche finanziarie e operative al fine di ottenere i benefici derivanti dalle loro attività. Nel valutare l'esistenza del controllo, si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenzialmente esercitabili o convertibili. I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati

a partire dalla data in cui il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere. L'acquisto di ulteriori quote di partecipazione in società controllate e la vendita di quote di partecipazione che non implicano la perdita del controllo sono considerati transazioni tra azionisti; in quanto tali, gli effetti contabili delle predette operazioni sono rilevati direttamente nel patrimonio netto di Gruppo.

La cessione di quote di controllo comporta, invece, la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione e degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value*, alla data della cessione, dell'eventuale partecipazione residua.

Società collegate

Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali il Gruppo ha un'influenza notevole. Nel valutare l'esistenza dell'influenza notevole si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenzialmente effettivamente esercitabili o convertibili.

Tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo di acquisto allocando l'eventuale differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza nel *fair value* netto delle attività, delle passività e delle passività potenzialmente identificabili della collegata in modo analogo a quanto previsto per le aggregazioni di imprese, e successivamente sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Gli utili o le perdite di pertinenza del Gruppo sono rilevati nel Bilancio consolidato dalla data in cui l'influenza notevole è stata acquisita e fino alla data in cui tale influenza cessa di esistere.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

La cessione di quote di partecipazione che implica la perdita dell'influenza notevole comporta la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione, nonché degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value*, alla data della cessione, dell'eventuale partecipazione residua.

Società a controllo congiunto

Per società a controllo congiunto (*joint venture*) si intendono tutte le società nelle quali il Gruppo esercita un controllo sull'attività economica congiuntamente con altre entità. Tali partecipazioni sono consolidate con il metodo proporzionale rilevando, linea per linea, le attività, le pas-

sività, i ricavi e i costi in misura proporzionale alla quota di pertinenza del Gruppo, dalla data in cui ha inizio il controllo congiunto e fino alla data in cui lo stesso cessa.

Nella seguente tabella sono riepilogati i valori delle principali società a controllo congiunto incluse nel presente Bilancio consolidato.

Milioni di euro	Hydro Dolomiti				
	Enel	RusEnergosbyt	Nucenor	Atacama	Tejo
	al 31.12.2011				
Percentuale di consolidamento	49%	49,5%	50,0%	50,0%	38,9%
Attività non correnti	328	55	70	234	200
Attività correnti	11	71	78	69	55
Passività non correnti	91	2	63	34	160
Passività correnti	12	47	20	58	32
Ricavi	402	1.226	92	195	82
Costi	88	1.088	81	157	70

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 2011 sono elaborati in accordo con i principi contabili adottati dalla Capogruppo.

Tutti i saldi e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili o perdite non realizzati derivanti da operazioni intervenute tra società del Gruppo, sono eliminati al netto del relativo effetto fiscale teorico. Gli utili e le perdite non realizzati con società collegate e *joint venture* sono eliminati per la quota di pertinenza del Gruppo.

In entrambi i casi, le perdite non realizzate sono eliminate a eccezione del caso in cui esse siano rappresentative di perdite di valore.

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successiva-

mente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio.

Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al *fair value* sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.

Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA.

Ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle partecipate con valuta funzionale diversa da quella della Capogruppo, sono convertiti in euro applicando alle attività e passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico i cambi medi dell'esercizio se approssimano i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.

Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata proporzionalmente a Conto economico al momento della cessione della partecipazione (parziale o totale).

Aggregazioni aziendali

In sede di prima applicazione degli IFRS-EU, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 (Aggregazioni di imprese) in modo retrospettivo alle acquisizioni effettuate antecedentemente al 1° gennaio 2004. Pertanto l'avviamento derivante da acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS-EU è stato mantenuto al valore registrato nell'ultimo Bilancio consolidato redatto sulla base dei precedenti principi contabili (31 dicembre 2003).

Le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, sono 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 dei costi di acquisto rispetto al *fair value* della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è stata contabilizzata come avviamento o, se negativa, rilevata a Conto economico. Nel caso in cui i *fair value* delle attività, delle passività e delle passività potenziali potessero determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è stata rilevata utilizzando tali valori provvisori. L'ammontare delle partecipazioni di minoranza è stato determinato in proporzione alla quota di partecipazione detenuta dai terzi nelle attività nette. Nelle aggregazioni aziendali realizzate in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le rettifiche ai *fair value* relativi agli attivi netti precedentemente posseduti dall'acquirente sono state riflesse a patrimonio netto. Le eventuali rettifiche derivanti dal completamento del processo di valutazione sono state rilevate entro dodici mesi dalla data di acquisizione.

Le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 sono rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008), nel prosieguo IFRS 3 *Revised*.

In particolare, queste aggregazioni aziendali sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (*acquisition method*), ove il costo di acquisto 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 la somma del 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, ridefinendo 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 al punto "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*") vengono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS-EU o in periodi precedenti, sono 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 cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la rispettiva 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 esposti 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 dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

	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 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 finanziaria

Gli immobili, impianti e macchinari acquisiti mediante contratti di *leasing* finanziario, attraverso i quali sono sostanzialmente trasferiti sul Gruppo 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 allo 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*.

Beni gratuitamente devolvibili

Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alla concessione 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 2029 (2020 per gli impianti ubicati nella Provincia Autonoma di Trento e 2040 per gli impianti ubicati nella Provincia Autonoma di Bolzano) e al 2020. A tali date, salvo rinnovo delle concessioni, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali dovranno essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Il Gruppo ritiene che i piani di manutenzione ordinaria garantiscano il mantenimento degli impianti in condizioni di regolare funzionamento fino alla data di scadenza delle concessioni.

Gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili sono pertanto calcolati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile residua del bene.

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 dal 2011 al 2067.

Talune società operanti 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.

Enel opera altresì in regime di concessione amministrativa nella distribuzione di energia elettrica in Spagna. Tali concessioni garantiscono il diritto a costruire e gestire le reti di distribuzione per un orizzonte temporale indefinito.

Il Gruppo è concessionario in Italia del servizio di distribuzione di energia elettrica. 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 vengono ammortizzate lungo la loro vita utile.

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, le valutazioni relative all'esercizio precedente. Il *fair value* degli investimenti immobiliari iscritti in bilancio al 31 dicembre 2011, determinato sulla base di perizie effettuate da esperti indipendenti, è pari a 317 milioni di euro.

Gli investimenti immobiliari sono eliminati contabilmente 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 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 in nota. 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 gli investimenti immobiliari) e immateriali sono analizzate, almeno una volta l'anno, al fine di individuare eventuali indicatori di perdita di valore. Qualora esistano, si procede, per ogni attività interessata, alla stima del relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto dei costi 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 e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile.

Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, nei limiti del valore netto di carico che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e se fossero stati effettuati i relativi ammortamenti.

Il valore recuperabile dell'avviamento, delle attività immateriali con vita indefinita e quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso è sottoposto a verifica del-

la recuperabilità del valore annualmente o più frequentemente, in presenza di indicatori che possano far ritenere che le suddette attività possano aver subito una riduzione di valore. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo, a eccezione di quelle rimanenze — essenzialmente certificati CO₂ — 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.

Nell'ambito delle rimanenze sono inoltre rilevati gli acquisti di combustibile nucleare il cui utilizzo è determinato sulla base dell'energia prodotta.

Infine, gli immobili destinati alla vendita, classificati tra le rimanenze, sono valutati al minore tra il relativo costo specifico e il valore di mercato degli stessi.

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 dell'attività finanziaria, gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni successive del *fair value* sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino a scadenza

Sono inclusi nelle "attività finanziarie detenute fino a scadenza" gli strumenti finanziari, non derivati, aventi pagamenti fissi o determinabili e non rappresentati da partecipazioni, 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 subito una riduzione di valore, significativa o prolungata, la perdita cumulata, precedentemente iscritta a patrimonio netto, è eliminata e riversata a Conto economico. Tali perdite di valore, non ripristinabili successivamente, sono misurate come differenza tra il valore contabile e il *fair value*, determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio per le attività finanziarie quotate in mercati regolamentati o determinato sulla base dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse di mercato per le attività finanziarie non quotate.

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

Perdite di valore delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di un'eventuale riduzione del loro valore.

Un'attività finanziaria ha subito una riduzione di valore se esiste un'evidenza obiettiva di tale perdita, come conseguenza di uno o più eventi accaduti dopo la sua rilevazione iniziale che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri attendibilmente stimati.

L'evidenza obiettiva di una riduzione di valore deriva dalla presenza di indicatori quali, per esempio, la significativa difficoltà finanziaria del debitore; l'inadempimento o il mancato pagamento degli interessi o del capitale; l'alta probabilità che il debitore possa essere interessato da una procedura concorsuale o da un'altra forma di riorganizzazione finanziaria; la presenza di dati oggettivi che indicano una diminuzione sensibile dei flussi di cassa futuri stimati.

Qualora venga accertata l'esistenza di una perdita di valore, quest'ultima è determinata secondo quanto sopra indicato in relazione alla specifica tipologia di attività finanziaria interessata.

Solo quando non sussiste alcuna realistica prospettiva di recuperare in futuro l'attività finanziaria, il corrispondente valore dell'attività viene eliminato contabilmente riflettendo gli eventuali effetti a Conto economico.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione.

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 contabilizzazione di tali strumenti è effettuata alla data di negoziazione.

I contratti finanziari e non finanziari (che già non siano valutati a *fair value*) sono altresì analizzati per identificare l'esistenza di derivati "impliciti" (*embedded derivative*) che sono incorporati e valutati al *fair value*. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

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 esercizio.

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, trasferendo 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 vi sia un impegno 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 passività, ed è adeguato periodicamente al *fair value* tenendo conto della migliore stima possibile delle RSU che diverranno esercitabili.

Fondi rischi e oneri

Gli accantonamenti ai fondi rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita nei confronti di terzi, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare 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'accantonamento viene attualizzato, l'adeguamento periodico 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 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, rimozione e bonifica che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da una variazione del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative at-

tività 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 possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile.

Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico.

Per quanto riguarda i criteri di stima adottati nella determinazione del fondo smantellamento e/o ripristino di attività materiali, in particolare per quelli legati agli impianti nucleari, si rimanda al paragrafo relativo all'uso di stime.

Contributi

I contributi sono rilevati in bilancio al *fair value* quando vi è la ragionevole certezza che saranno ricevuti o che sono soddisfatte le condizioni per l'ottenimento degli stessi, così come previste da Governi, enti governativi e da analoghi enti locali, nazionali o internazionali.

I contributi ricevuti, sia a fronte di specifiche spese sia a fronte di specifici beni il cui valore è iscritto tra le attività materiali e immateriali, sono rilevati tra le altre passività e accreditati a Conto economico lungo il periodo in cui si rilevano i costi a essi correlati.

I contributi in conto esercizio sono rilevati integralmente a Conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrivibilità.

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 benefici significativi 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 prefissati calendari di lettura. 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 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 dell'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 generano al momento del loro riversamento.

Le imposte correnti e differite sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a componenti 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 ricevere 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 e 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; oppure 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.

3

Principi contabili di recente emanazione

Principi di prima adozione e applicabili

Il Gruppo ha adottato i seguenti principi contabili internazionali e interpretazioni di prima adozione al 1° gennaio 2011.

- > IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*. Tale principio sostituisce la precedente versione dello IAS 24. Prevede la facoltà, per le so-

cietà controllate o sottoposte a influenza notevole da parte di enti governativi, di fornire un'informativa più sintetica per le transazioni avvenute con tali enti e con altre società anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte degli stessi. La nuova versione dello IAS 24, inoltre, ha apportato una modifica alla definizione di parti correlate rilevante ai fini dell'informativa nelle Note di commento. L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti significativi nell'esercizio.

- > Modifiche all'IFRIC 14 - *Pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima*. Tali modifiche chiariscono il trattamento contabile da applicare nell'ambito delle regole del c.d. "*asset ceiling*", qualora fossero previsti pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima (c.d. "*minimum funding requirement*", MFR). In particolare, l'interpretazione modificata dispone nuove regole per misurare il beneficio economico disponibile derivante da una riduzione di contributi futuri dovuti per un MFR.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti significativi nell'esercizio.

- > IFRIC 19 - *Estinzione di passività finanziarie con strumenti rappresentativi di capitale*. Tale interpretazione chiarisce il criterio di contabilizzazione che il debitore deve applicare in caso di estinzione di passività tramite emissione di strumenti di capitale a favore del creditore. In particolare, è previsto che gli strumenti di capitale emessi costituiscano il corrispettivo per l'estinzione delle passività e debbano essere valutati al *fair value* alla data di estinzione. L'eventuale differenza tra il valore contabile della passività estinta e il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere rilevata a Conto economico.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione non ha comportato impatti nell'esercizio.

- > Modifiche allo IAS 32 - *Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio*. La modifica chiarisce che i diritti, le opzioni o i *warrant* che danno il diritto di acquisire un numero fisso di strumenti rappresentativi di capitale della stessa entità che emette tali diritti per un ammontare fisso di una qualsiasi valuta devono essere classificati come strumenti rappresentativi di capitale se e solo se l'entità offre i diritti, le opzioni o i *warrant* proporzionalmente a tutti i detentori della stessa classe di propri strumenti rappresentativi di capitale non costituiti da derivati. L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti significativi nell'esercizio.

> Miglioramenti agli *International Financial Reporting Standards*. Si riferiscono a migliorie apportate a principi già esistenti. Le più significative, applicabili al presente bilancio, riguardano:

- l'IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*, come rivisto nel 2008: viene chiarito che le partecipazioni di minoranza che rappresentano interessenze di terzi nella società acquisita e che danno diritto, in caso di liquidazione della società, a una quota proporzionale delle sue attività nette devono essere valutate al *fair value* o in proporzione alla quota di partecipazione nell'ammontare riconosciuto delle attività nette identificabili dell'acquisita. Tutti gli altri elementi classificabili come partecipazioni di minoranza che non hanno le caratteristiche sopra descritte (per esempio, *share option*, azioni privilegiate ecc.), devono, invece, essere valutati al relativo *fair value* alla data di acquisizione, salvo siano previsti specifici criteri di valutazione. L'applicazione di tale modifica, su base prospettica a partire dalla data in cui il Gruppo ha applicato per la prima volta il vigente IFRS 3 (esercizio 2010), non ha comportato impatti nell'esercizio;

- l'IFRS 7 - *Strumenti finanziari: informazioni integrative*: viene precisato che, per ogni classe di strumenti finanziari, l'informativa relativa all'esposizione massima della società al rischio di credito è obbligatoria solo se il valore contabile di tali strumenti non riflette tale esposizione; inoltre, è richiesta informativa circa l'effetto finanziario delle garanzie ricevute e di altri *credit enhancement* (per esempio, quantificazione della riduzione del rischio di credito dovuta alla garanzia ricevuta). Viene, altresì, chiarito che l'informativa richiesta per le attività finanziarie e non finanziarie acquisite nel corso dell'esercizio mediante il possesso di garanzie è obbligatoria solo nel caso in cui tali attività siano ancora detenute alla chiusura dell'esercizio. Non è più richiesta, infine, informativa sul valore contabile delle attività finanziarie che sarebbero scadute o svalutate qualora i loro termini non fossero stati rinegoziati e la descrizione e la quantificazione del *fair value* delle garanzie ricevute e di altri *credit enhancement* di attività finanziarie scadute, ma non svalutate. L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti significativi nell'esercizio;

- lo IAS 1 - *Presentazione del bilancio*: si richiede che l'analisi per ogni componente degli "altri componenti di Conto economico complessivo" (OCI) possa essere

presentata nel Prospetto delle variazioni del patrimonio netto o nelle Note di commento. L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti nel presente bilancio;

- l'IFRIC 13 - *Programmi di fidelizzazione della clientela*: la modifica riguarda la determinazione del *fair value* dei punti premio. Si dispone che quando tale *fair value* è determinato facendo riferimento al *fair value* dei premi con i quali i punti potrebbero essere riscattati, si deve tener in considerazione l'ammontare degli sconti o incentivi che sarebbero offerti ai clienti che non hanno ottenuto punti premio dalla vendita (clienti che non partecipano al programma). La precedente versione richiedeva che tale *fair value* dovesse essere ridotto per tener conto dei premi che sarebbero offerti alla predetta tipologia di clienti. L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti significativi nel presente bilancio.

Principi non ancora applicabili e non adottati

La Commissione Europea nel corso dell'esercizio 2011 ha omologato la seguente modifica applicabile, per il Gruppo, prospetticamente a partire dal 1° gennaio 2012.

> Modifiche all'IFRS 7 - *Strumenti finanziari: informazioni integrative*, emessa a ottobre 2010; la modifica introduce 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. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

Nel corso degli anni 2009, 2010 e 2011 l'*International Accounting Standards Board* (IASB) e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi principi e interpretazioni che, al 31 dicembre 2011, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Tra questi, si evidenziano di seguito quelli che si ritiene possono avere effetti sul bilancio 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 al 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 adottano l'IFRS 9 dal 1° gennaio 2012 al 31 dicembre 2012 possono scegliere se predisporre il re-

statement 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 al *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.

- > IFRS 10 - *Consolidated financial statements*, emesso a maggio 2011; sostituisce il SIC 12 - *Consolidamento - società a destinazione specifica (società veicolo)* e, limitatamente alla parte relativa al bilancio consolidato, lo IAS 27 - *Bilancio consolidato e separato*, la cui denominazione è stata modificata in "Bilancio separato". Lo *standard* introduce un nuovo modello di valutazione dell'esistenza del controllo (presupposto indispensabile per consolidare una "partecipata"), lasciando invariate le tecniche di consolidamento previste dal vigente IAS 27. Tale modello deve essere applicato indistintamente a tutte le partecipate, incluse le società veicolo chiamate dal nuovo principio "*structured entities*". Mentre nei vigenti principi contabili si dà prevalenza, laddove il controllo non derivi dalla detenzione della maggioranza dei diritti di voto reali o potenziali, all'analisi dei rischi/benefici derivanti dalla propria interessenza nella partecipata, 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.

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.

A seguito dell'applicazione del nuovo modello di analisi delle condizioni di controllo, società precedentemente consolidate potrebbero essere escluse dall'area di consolidamento e viceversa.

Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > IFRS 11 - *Joint arrangements*, 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 valuta gli accordi di controllo congiunto (c.d. "joint arrangement") sulla base della forma contrattuale prescelta, l'IFRS 11 valuta tali accordi sulla base di come i relativi diritti e obblighi sono attribuiti alle parti. In particolare, il nuovo principio 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* comporta la rilevazione delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti, senza tener conto dell'interessenza partecipativa detenuta; la partecipazione a una *joint venture*, invece, comporta la rilevazione di una partecipazione valutata con l'*equity method* (non è più consentita l'applicazione del consolidamento proporzionale).
- Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > IFRS 12 - *Disclosure of interests in other entities*, 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 richiede l'informativa prevista dai vigenti IAS 27, IAS 28 e IAS 31, che sono stati coerentemente modificati, e introduce nuovi obblighi informativi.
- Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > IFRS 13 - *Fair value measurement*, emesso a maggio 2011; rappresenta un *framework* trasversale cui fare riferimento ogni qualvolta altri principi 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, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > IAS 27 - *Separate financial statements*, 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, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > IAS 28 - *Investments in associates and joint ventures*, emesso a maggio 2011. Contestualmente all'emissione dell'IFRS 11 e dell'IFRS 12, il vigente IAS 28 è stato modificato sia nella denominazione sia nel contenuto. In particolare, il nuovo principio, che include anche le disposizioni del SIC 13 - *Jointly controlled entities - non-monetary contributions by venturers*, descrive l'applicazione del metodo del patrimonio netto che costituisce, nell'ambito di un bilancio consolidato, il criterio di valutazione delle società collegate e delle *joint venture*.
- Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > *Amendment to IAS 1 - Presentation of Items of other comprehensive income*, emesso a giugno 2011. Con riferimento agli elementi di "other comprehensive income (OCI)", il principio emendato dispone che debbano essere presentati distinguendo quelli che, in futuro, saranno riclassificati a Conto economico (c.d. "recycling") da quelli che non saranno mai riclassificati a Conto economico. La modifica sarà applicabile retroattivamente, per il Gruppo, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > IAS 19 - *Employee benefits*, emesso a giugno 2011; sostituisce la vigente versione dello IAS 19, principio

contabile di riferimento per i benefici ai dipendenti. 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". 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 nuovo principio sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > IFRIC 20 - *Stripping costs in the production phase of a surface mine*, emesso a ottobre 2011; l'interpretazione dispone il trattamento contabile da applicare ai costi sostenuti per la rimozione, nella fase di produzione, di materiale di scarto dalle miniere chiarendo quando possono essere rilevati come un'attività. L'interpretazione sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. In particolare, l'interpretazione sarà applicabile ai costi sostenuti a partire dal primo esercizio presentato nel bilancio di prima adozione. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > *Amendments to IAS 32 - Offsetting financial assets and financial liabilities*, emesso a dicembre 2011. Lo IAS 32 - *Strumenti finanziari* 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, 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.

- > *Amendments to IFRS 7 - Offsetting financial assets and financial liabilities*, 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, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

4

Principali variazioni dell'area di consolidamento

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

2010

- > acquisizione, in data 1° giugno 2010, del controllo di SE Hydropower, società attiva nella produzione di energia elettrica nella provincia di Bolzano, attraverso il conferimento nella stessa di taluni asset di generazione di Enel Produzione. Il Gruppo, infatti, pur detenendo un'interessenza del 40%, consolida la società a partire dalla data di acquisizione con il metodo integrale a seguito di specifici patti parasociali che regolano la *governance* della società stessa. Secondo quanto stabilito da tali ac-

- cordi, tra l'altro, il controllo resterà al Gruppo Enel fino all'approvazione del Bilancio dell'esercizio al 31 dicembre 2013, data a partire dalla quale è prevista l'entrata in vigore di alcune modifiche nell'assetto di *governance* della società, che determineranno il passaggio dal controllo esclusivo di Enel al controllo congiunto dei due soci. Per effetto di tale modifica al perimetro di consolidamento, intervenuta in corso d'anno, l'esercizio 2010 beneficiava degli effetti economici delle operazioni di SE Hydropower solo per gli ultimi sette mesi dell'esercizio. Dal punto di vista patrimoniale, invece, il Gruppo si era avvalso della facoltà, prevista dall'IFRS 3, di effettuare un'allocazione provvisoria del costo dell'aggregazione aziendale ai *fair value* delle attività acquisite e delle passività e passività potenziali assunte. Nel corso del 2011 il Gruppo ha perfezionato il suddetto processo di allocazione definitiva della *consideration* trasferita. Gli effetti di tale allocazione in via definitiva sono stati retrospettivamente rappresentati a partire dal 1° giugno 2010, secondo quanto previsto dall'IFRS 3;
- > cessione, in data 1° luglio 2010, del 50,01% del capitale di Endesa Hellas, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
 - > cessione, in data 17 dicembre 2010, dell'80% del capitale di Nubia 2000 (oggi Endesa Gas T&D), società titolare delle attività (acquisite in corso d'anno da Endesa Gas) nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna; nel perimetro della vendita è ricompresa una partecipazione del 35% in Gas Aragón, acquisita precedentemente da Nubia 2000 (oggi Endesa Gas T&D).

2011

- > cessione, in data 24 febbraio 2011, della società Compañía 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;
- > perdita del controllo 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, che stabilivano il passaggio a una situazione di controllo congiunto a partire dalla data di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2010. A seguito di tale evento, la società viene consolidata non più 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*). Si rimanda al successivo paragrafo per ulteriori informazioni di dettaglio;
- > acquisizione del pieno controllo (da controllo congiunto) delle attività e passività rimaste in capo a Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER), 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, come più dettagliatamente esposto nel prosieguo del presente documento;
- > acquisizione, in data 9 giugno 2011, di un'ulteriore quota del 50% in Sociedade Térmica Portuguesa, per effetto della quale il Gruppo Enel ha acquisito il controllo esclusivo della società, rispetto alla preesistente situazione di controllo congiunto. Attraverso questa operazione la società Enel Green Power España è divenuta azionista unico della società portoghese attiva nella generazione da fonti rinnovabili;
- > 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 Nederland 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 società in questione;
- > acquisizione, in data 1° dicembre, del 33,33% di San Floriano Energy, società operante nella generazione idroelettrica, mediante conferimento in natura e per cassa effettuato da Enel Produzione. Per effetto di tale conferimento, il Gruppo Enel ha acquisito il controllo congiunto 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 il controllo congiunto sulla società assieme ad Electricité de France; a partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale.

Nello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2011 le voci "Attività possedute per la vendita" e "Passività possedute per la vendita" includono le attività e le relative passività riferite alle società Endesa Ireland e ad altre minori (tra cui quelle della società WISCO) che, in base allo stato di avanzamento delle trattative per la loro cessione a terzi, ricadono nell'applicazione dell'IFRS 5.

Pertanto, il decremento di tali voci rispetto al 31 dicembre 2010 risente sostanzialmente delle sopra citate cessioni effettuate nel corso del 2011.

Rideterminazione del *fair value* delle attività e delle passività relative alla società Hydro Dolomiti Enel a seguito della perdita del controllo

In data 12 maggio 2008 Enel Produzione ha costituito la società Hydro Dolomiti Enel (in seguito HDE), in esecuzione dell'Accordo di Investimento, avente per oggetto la "gestione congiunta degli asset di produzione idroelettrica nella Provincia Autonoma di Trento", stipulato tra Dolomiti Energia ed Enel Produzione. Con efficacia 15 luglio 2008, Enel Produzione, in adempimento del citato Accordo e al verificarsi delle relative condizioni sospensive, tra le quali la proroga al 31 dicembre 2020 del termine di scadenza delle concessioni di grande derivazione idroelettrica, ha conferito alla sua controllata HDE il proprio ramo di azienda di produzione di energia elettrica, costituito da impianti idroelettrici ubicati nella Provincia Autonoma di

Trento, e le relative concessioni per grandi e piccole derivazioni di acque pubbliche a scopo idroelettrico.

Successivamente, in data 25 luglio 2008, Enel Produzione ha ceduto a Dolomiti Energia il 51% di HDE realizzando così definitivamente i termini dell'Accordo che, nel relativo patto parasociale, fissava un assetto di *governance* per i primi tre anni di durata della società, e cioè fino all'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2010, tale da consentire a Enel il controllo sulla società e quindi di procedere al consolidamento integrale dei risultati della stessa. A partire dal 1° aprile 2011, in seguito all'approvazione del bilancio 2010 e all'insediamento del nuovo Consiglio di Amministrazione, l'assetto di *governance* della società è stato modificato coerentemente con quanto definito nell'Accordo e quindi, a partire da tale data, HDE è soggetta al controllo congiunto di Enel Produzione e Dolomiti Energia e consolidata da Enel con il metodo proporzionale per la quota di competenza (49%).

In applicazione di quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 27 (*Revised*), tale fattispecie si configura come perdita del controllo sulla società, pur senza una effettiva modifica nella percentuale di partecipazione detenuta nell'entità, ma per il solo effetto dell'entrata in vigore di nuove disposizioni nell'ambito degli accordi contrattuali tra i soci, con la conseguente rimisurazione al *fair value* delle relative attività e passività nella misura corrispondente alla quota di partecipazione residua dopo la perdita del controllo.

Nella tabella seguente sono riepilogati gli effetti contabili, derivanti della citata rimisurazione al *fair value* delle attività e passività di HDE per la parte corrispondente alla quota di partecipazione detenuta da Enel dopo la perdita del controllo (49%).

Milioni di euro	Situazione contabile al 1° aprile 2011	Effetto della rimisurazione al fair value	Nuovo valore al 1° aprile 2011
Immobili, impianti e macchinari	82	129	211
Attività immateriali	24	108	132
Attività per imposte anticipate	3	-	3
Attività non correnti	109	237	346
Attività correnti	61	-	61
Totale attività	170	237	407
TFR e altri benefici relativi al personale	2	-	2
Fondi rischi e oneri	5	-	5
Passività per imposte differite	-	87	87
Passività non correnti	7	87	94
Passività correnti	101	-	101
Patrimonio netto del Gruppo	62	150	212
Patrimonio netto di terzi	-	-	-
Totale patrimonio netto	62	150	212
Totale passività e patrimonio netto	170	237	407

Gli effetti della rimisurazione al *fair value*, pari a 237 milioni di euro, sono stati rilevati nella voce "Altri ricavi e proventi" del prospetto di Conto economico consolidato. Considerando anche il correlato effetto fiscale differito, la contabilizzazione iniziale di tale operazione ha prodotto un impatto complessivo sul Conto economico consolidato e sul Patrimonio netto del Gruppo pari a 150 milioni di euro. Gli effetti derivanti dai maggiori ammortamenti al netto dei relativi effetti fiscali derivanti dall'adeguamento al *fair value* di taluni asset non sono ritenuti significativi.

Acquisizione del pieno controllo (da controllo congiunto) degli asset di Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER)

In data 30 maggio 2011 Enel Green Power SpA (EGP) e la sua controllata Enel Green Power España SL (EGPE) hanno finalizzato l'accordo già firmato con Gas Natural SDG SA (GN) in data 30 luglio 2010, per la suddivisione (*break-up*) degli asset di EUFER, società controllata congiuntamente con l'altro socio GN, al verificarsi di una serie di condizioni sospensive previste dall'accordo stesso. Ai fini del *break-up*, le attività di EUFER sono state distinte in due parti (di seguito "Lotto 1" e "Lotto 2") valutate come sostanzialmente equivalenti in termini di valore, EBITDA, capacità installata, mix di rischio e tecnologia. L'operazione di *break-up* è stata finalizzata mediante la restituzione da parte di EGPE a GN del 50% del suo capitale, attraverso la scissione da EUFER delle attività nette corrispondenti al Lotto 2 e la

loro cessione a GN stessa. Contestualmente, EGPE ha acquisito il pieno controllo di EUFER, e delle attività in essa rimaste, corrispondenti al Lotto 1; tali attività erano precedentemente consolidate con il metodo proporzionale. Si evidenzia, peraltro, che, al 31 dicembre 2010, tenuto conto degli accordi contrattuali in essere alla data con GN e in conformità a quanto previsto dall'IFRS 5, il Gruppo aveva già proceduto a classificare tra le "Attività possedute per la vendita" e le "Passività possedute per la vendita" un ammontare corrispondente al 50% del valore contabile delle attività e delle passività del Lotto 2, in previsione della ragionevole conclusione dell'operazione. La cessione a GN delle attività nette relative al Lotto 2, di cui il Gruppo deteneva il 50% in forza del precedente consolidamento proporzionale, avvenuta nel primo semestre 2011, ha comportato la rilevazione di un provento pari a 44 milioni di euro. Inoltre, come già evidenziato, l'operazione ha permesso a Enel di acquisire il pieno controllo della società spagnola che, pertanto, a partire dalla data di efficacia del *break-up*, è stata consolidata integralmente anziché con il metodo proporzionale.

Poiché Enel ha acquisito il controllo di EUFER attraverso successive operazioni, la contabilizzazione dell'ultima di esse, che ha consentito il conseguimento del controllo, è stata effettuata in accordo con quanto previsto dall'IFRS 3 (*Revised*) per le aggregazioni aziendali realizzate in più fasi (*business combination achieved in stages*). In particolare, si precisa che la rimisurazione al *fair value* delle attività e passività riferite al Lotto 1 ha comportato la rilevazione

di un provento pari a 76 milioni di euro, corrispondente al maggior valore corrente della quota del 50% di attività e passività già detenute dal Gruppo rispetto al loro valore contabile precedente. Nella seguente tabella sono sintetizzati gli effetti della *business combination*, rilevati in via definitiva nel corso del 2011 a seguito del completamento del processo di allocazione del prezzo.

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione ⁽¹⁾	15
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> :	
- attività materiali	101
- attività immateriali	63
- passività per imposte differite	(39)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	140
Costo dell'operazione ⁽²⁾	140
Avviamento emergente dall'acquisizione	-
Avviamento esistente su 50% di EUPER già posseduto dal Gruppo	45
Avviamento	45

(1) Attività nette proporzionalizzate alla quota di interessenza Enel.

(2) Pari al *fair value* degli asset ceduti a Gas Natural.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative alla società SE Hydropower

Il 1° giugno 2010 Enel Produzione ha conferito a SE Hydropower, società interamente detenuta da Società Elettrica Altoatesina (SEL), gli impianti idroelettrici ubicati nella Provincia Autonoma di Bolzano e le relative concessioni di grande derivazione acqua a scopo idroelettrico in scadenza al 31 dicembre 2010. Antecedentemente all'operazione di conferimento, SE Hydropower era risultata assegnataria del rinnovo, a partire dal 1° gennaio 2011, delle suddette concessioni e di talune altre aventi tutte scadenza trentennale. Attraverso il conferimento, effettuato a valori contabili, Enel Produzione ha acquisito il 40% del capitale di SE Hydropower e, in virtù dell'assetto di *governance* fissato dai patti parasociali, ha iniziato a esercitare il controllo, consentendo quindi a Enel di procedere al consolidamento integrale dei risultati della società. Tale operazione si configura per il Gruppo Enel come un'operazione di aggregazione aziendale (*business combination*) realizzata attraverso il conferimento in SE Hydropower delle sopracitate attività su cui Enel continua, pertanto, a mantenere il controllo, a fronte dell'acquisizione di un'interessenza

nella società stessa, detentrica delle predette concessioni di grande derivazione per il periodo 2011-2040. Il prezzo di tale aggregazione è riconducibile al valore corrente stimato dei beni conferiti da Enel Produzione nella misura del 60%, e corrisponde sia alla partecipazione di SEL al capitale di SE Hydropower a valle del conferimento sia alla porzione di *fair value* delle concessioni acquisite dal Gruppo a esito dell'operazione.

Conformemente a quanto disciplinato dall'IFRS 3 (*Revised*), nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2010 e nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 la determinazione del *fair value* delle attività acquisite e delle passività e delle passività potenziali assunte in essere alla data di acquisizione era stata effettuata in via provvisoria, poiché non ancora finalizzati alcuni processi valutativi. Il completamento del processo di allocazione del prezzo al *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte è stato completato nel corso del primo semestre 2011 entro i termini previsti dall'IFRS 3 (*Revised*) e ha determinato l'allocazione dell'intera *consideration transferred* nell'operazione al valore delle concessioni acquisite, al netto dei relativi effetti fiscali differiti.

Effetti della *Purchase Price Allocation*

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	-
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> :	
- attività immateriali (concessioni rinnovate e aventi decorrenza 2011-2040)	510
- passività per imposte differite	(189)
- interessenze di terzi	(193)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	128
Costo dell'operazione ⁽¹⁾	128
Avviamento	-

(1) Pari al *fair value* degli asset conferiti a SE Hydropower, in ragione del 60%, e al netto dell'effetto fiscale teorico.

Si segnala, inoltre, che le attività conferite da Enel Produzione non sono state oggetto di rettifica per la valutazione al loro *fair value*, ma continuano a essere rilevate, pur a seguito della *business combination*, al loro valore contabile precedente, in quanto il Gruppo ne ha mantenuto il controllo. L'effetto complessivo della contabilizzazione iniziale dell'operazione sul patrimonio netto di Gruppo è risultato pari a 128 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono esposti i *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte, alla data di acquisizione.

Situazione contabile SE Hydropower Srl alla data dell'acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili al 1° giugno 2010	Rettifiche per valutazione al fair value effettuate in via definitiva nel 2011	Nuovi valori rilevati al 1° giugno 2010
Attività materiali	48	-	48
Attività immateriali	-	510	510
Attività per imposte anticipate	1	-	1
Altre attività correnti e non	1	-	1
Totale attività	50	510	560
Patrimonio netto di Gruppo	20	128	148
Interessenze di terzi	30	193	223
Passività per imposte differite	-	189	189
Totale patrimonio netto e passività	50	510	560

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative alla società San Floriano Energy

In data 1° novembre 2011 Enel Produzione, facendo seguito all'accordo siglato in data 26 ottobre 2011 con Dolomiti Energia SpA e SEL Srl, ha acquisito una partecipazione del 33,33% del capitale sociale della società San Floriano Energy attraverso il conferimento del ramo di azienda "centrale di San Floriano", costituito dalla centrale di produzione idroelettrica e da alcune partite di capitale circolante di natura operativa, e un conferimento per cassa. Si segnala che, anche in questo caso, antecedentemente all'operazione di conferimento, San Floriano Energy era risultata assegnataria del rinnovo, a partire dal 1° gennaio 2011 e per un periodo di trenta anni, della concessione di grande derivazione acqua a scopo idroelettrico. Tenuto conto degli assetti di *governance* e della propria quota partecipativa, Enel esercita sulla società un controllo congiunto e, pertanto, ne effettua il consolidamento secondo il metodo proporzionale in ragione della quota di partecipazione detenuta. Il processo di allocazione del prezzo al *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte ha determinato l'attribuzione dell'intero maggior prezzo pagato al valore della concessione.

Effetti dell'acquisizione e della *Purchase Price Allocation*

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	3
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> :	
Attività immateriali	33
Passività per imposte differite	12
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	24
Costo dell'operazione ⁽¹⁾	24
Avviamento	-

(1) Pari al *fair value* degli asset conferiti a San Floriano Energy e dei quali il Gruppo ha perso il controllo.

Acquisizione del pieno controllo di Sviluppo Nucleare Italia

Nel corso del 2009 Enel ed EDF, con l'entrata in vigore della legge n. 99 del 23 luglio 2009 (c.d. "Legge Sviluppo"), hanno costituito, con controllo paritetico di entrambi i soci, la società Sviluppo Nucleare Italia (SNI). In seguito all'abrogazione, intervenuta nel 2011, delle norme presenti nella "Legge Sviluppo" e nel successivo decreto legislativo n. 31/2010, Enel ed EDF hanno sottoscritto, in data 1° dicembre 2011, la risoluzione consensuale di tutti gli accordi esistenti. In tale data Enel, per mezzo della sua controllata Enel Ingegneria e Innovazione, ha acquistato le quote detenute da EDF, corrispondenti al 50% del capitale della società Sviluppo Nucleare, a un corrispettivo di 10 milioni di euro, ottenendo il pieno controllo della società.

Nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2011, a seguito del completamento del processo di acquisizione del controllo in più fasi (*business combination achieved in stages*),

si è proceduto alla contabilizzazione dell'operazione di aggregazione aziendale secondo l'IFRS 3 (*Revised*), allocando il prezzo pagato al *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte con tale acquisizione. A completamento di tale processo di allocazione non sono emerse differenze tra il valore contabile di tali attività e passività rispettivamente acquisite e assunte, il relativo *fair value* e il costo dell'operazione; conseguentemente, non si è proceduto a rilevare alcun avviamento. Per lo stesso motivo, il Gruppo non ha rilevato alcun provento od onere connesso alla rimisurazione a valori correnti della porzione di attività e di passività già detenute in SNI prima dell'acquisizione del controllo esclusivo.

Effetti dell'acquisizione e della *Purchase Price Allocation*

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	10
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i>	-
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	10
Costo dell'operazione	10
Avviamento	-

Aumento della quota di interessenza in Ampla Energia e Serviços, Ampla Investimentos e Serviços ed Electrica Cabo Blanco

Nell'ottobre 2011 il Gruppo ha acquisito da EDP Energias de Portugal un'ulteriore quota partecipativa del 7,70% in Ampla Energia e Serviços (cessionaria del servizio di distribuzione di energia elettrica nello Stato di Rio de Janeiro) e del 7,70% di Ampla Investimentos e Serviços (che a sua volta detiene la partecipazione in Companhia Energética do Ceará (Coelce), concessionaria dello stesso servizio nello Stato di Ceará) a un prezzo complessivamente pari a 85 milioni di euro. Inoltre, nel mese di gennaio 2011, è stata acquisita anche un'ulteriore quota (20%) nella società Electrica Cabo Blanco, già posseduta per il restante 80%, per un corrispettivo di 8 milioni di euro. Si segnala che, in conformità a quanto disposto dallo IFRS 3 (*Revised*) per tali operazioni su *non controlling interest*, la differenza tra il prezzo pagato e il valore degli asset acquisiti, precedentemente assegnati alle minoranze, ha trovato contabilizzazione nel patrimonio netto consolidato. Gli effetti delle operazioni citate sono i seguenti.

Effetti delle acquisizioni

Milioni di euro	
Attività nette acquisite	171
Costo delle operazioni	93
Riserva da operazioni su <i>non controlling interest</i>	78

Acquisizione del pieno controllo di Sociedad Eólica de Andalucía e di TP - Sociedade Térmica Portuguesa

In data 31 marzo 2011 il Gruppo ha acquisito un'ulteriore quota del 16,67% di Sociedad Eólica de Andalucía - SFA, consentendo a Enel Green Power España di incrementare la propria partecipazione nella società dal 46,67% al 63,34% e assumerne, in qualità di azionista di maggioranza, il pieno controllo; analogamente, in data 9 giugno 2011, ha acquisito un'ulteriore quota del 50% in Sociedade Térmica Portuguesa, divenendo così azionista unico della società portoghese.

Nel corso del 2011 sono state completate le attività di allocazione del costo sostenuto per le due aggregazioni aziendali le quali, configurandosi la fattispecie di acquisizione del controllo in più fasi (*business combination achieved in stages*), hanno comportato altresì la rimisurazione al *fair value* delle attività nette già precedentemente detenute; tale rimisurazione, rilevata in base all'IFRS 3 (*Revised*) a Conto economico, è risultata pari a complessivi 45 milioni di euro.

Gli effetti emergenti dalla contabilizzazione iniziale di tali acquisizioni sono esposti nella seguente tabella.

Effetti dell'acquisizione e della *Purchase Price Allocation*

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	18
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> :	
- attività immateriali	34
- passività per imposte differite	6
- interessenze di terzi	9
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	37
Costo dell'operazione	48
Avviamento	11

Altre operazioni minori della Divisione Energie Rinnovabili

Nel corso del 2011 la Divisione Energie Rinnovabili ha acquistato per un corrispettivo complessivo di 10 milioni di

euro le partecipazioni totalitarie in Tecnoservice (con un impatto sull'avviamento di 1 milione di euro) e in Iris 2006 (con un impatto sull'avviamento di 3 milioni di euro).

La Divisione ha, inoltre, pagato *success fee* relative a taluni

progetti nel perimetro di Enel Green Power Hellas (61 milioni di euro) e di Enel Green Power Romania (38 milioni di euro); tali ammontari sono stati tutti allocati a immobilizzazioni immateriali nel corso dello stesso esercizio.

5

Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2010

Per effetto della citata determinazione in via definitiva del *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data di acquisizione (1° giugno 2010) relativa all'operazione di *business combination* della società SE Hydropower, i dati del Bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2010 sono stati rideterminati, con un conseguente incremento del patrimonio netto consolidato

di Gruppo pari a 128 milioni di euro e del patrimonio netto di terzi di 193 milioni di euro.

Poiché il prezzo pagato nell'operazione in oggetto è stato interamente attribuito al valore delle concessioni, la cui efficacia ha avuto decorrenza a partire dal 1° gennaio 2011, non si è reso necessario ripresentare lo schema di Conto economico pubblicato, per assenza di impatti sul risultato dell'esercizio precedente.

Allo stesso modo, in applicazione dello IAS 1, si è ritenuto di non dover ripresentare la situazione di Stato patrimoniale al 1° gennaio 2010, in quanto antecedente al momento di applicazione retrospettiva degli effetti della *business combination* e pertanto non impattata in alcun modo dal completamento del processo di allocazione del prezzo pagato.

Milioni di euro

	al 31.12.2010	Effetto PPA SE Hydropower	al 31.12.2010 <i>restated</i>
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	78.094	-	78.094
Investimenti immobiliari	299	-	299
Attività immateriali	39.071	510	39.581
Attività per imposte anticipate	6.017	-	6.017
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.033	-	1.033
Attività finanziarie non correnti	4.701	-	4.701
Altre attività non correnti	1.062	-	1.062
[Totale]	130.277	510	130.787
Attività correnti			
Rimanenze	2.803	-	2.803
Crediti commerciali	12.505	-	12.505
Crediti tributari	1.587	-	1.587
Attività finanziarie correnti	11.922	-	11.922
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.164	-	5.164
Altre attività correnti	2.176	-	2.176
[Totale]	36.157	-	36.157
Attività possedute per la vendita	1.618	-	1.618
TOTALE ATTIVITÀ	168.052	510	168.562

Milioni di euro

	al 31.12.2010	Effetto PPA SE Hydropower	al 31.12.2010 <i>restated</i>
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto del Gruppo			
Capitale sociale	9.403	-	9.403
Altre riserve	10.791	-	10.791
Utili e perdite accumulati	14.217	128	14.345
Risultato del periodo	3.450	-	3.450
[Totale]	37.861	128	37.989
Interessenze di terzi	15.684	193	15.877
TOTALE PATRIMONIO NETTO	53.545	321	53.866
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	52.440	-	52.440
TFR e altri benefici ai dipendenti	3.069	-	3.069
Fondi rischi e oneri	9.026	-	9.026
Passività per imposte differite	11.147	189	11.336
Passività finanziarie non correnti	2.591	-	2.591
Altre passività non correnti	1.244	-	1.244
[Totale]	79.517	189	79.706
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	8.209	-	8.209
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	2.999	-	2.999
Debiti commerciali	12.373	-	12.373
Debiti per imposte sul reddito	687	-	687
Passività finanziarie correnti	1.672	-	1.672
Altre passività correnti	8.052	-	8.052
[Totale]	33.992	-	33.992
Passività possedute per la vendita	998	-	998
TOTALE PASSIVITÀ	114.507	189	114.696
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	168.052	510	168.562

Inoltre, per una migliore rappresentazione degli effetti rilevati nel precedente esercizio correlati a operazioni su quote partecipative senza perdita di controllo, si è proceduto a una riclassifica dei dati comparativi (per 796 milioni

di euro) dall'utile consolidato complessivo direttamente alle riserve di patrimonio netto. Tale riclassifica non ha pertanto generato effetti sui valori del patrimonio netto al 31 dicembre 2010.

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 com-

modity, 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 CO₂ ed 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 2011 è pari a circa 34 milioni di euro.

In quanto segue si dà evidenza delle consistenze delle operazioni su strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2011 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 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 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.

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 pertan-

to 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 il tasso di cambio in essere alla data di bilancio.

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 alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile o alla copertura del rischio di cambio collegato con l'indebitamento a lungo termine denominato in valuta, l'approvvigionamento di combustibili il cui prezzo è espresso in valuta, ad alcuni contratti stipulati da Enel al fine di stabilizzare i ricavi derivanti dalla vendita di energia ("Contratti per differenza a due vie" e altri derivati su energia), 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 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.

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 2011 e del 31 dicembre 2010, il valore nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2011	2010
<i>Interest rate swap</i>	12.984	12.628
<i>Interest rate option</i>	2.700	4.308
Totale	15.684	16.936

Nella tabella seguente vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2011 e del 31 dicembre 2010, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse suddivisi per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Fair value attività		Fair value passività	
	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010
Derivati cash flow hedge								
<i>Interest rate swap</i>	10.007	9.432	(613)	(497)	6	8	(619)	(505)
<i>Interest rate option</i>	1.000	3.608	(8)	(64)	-	-	(8)	(64)
Derivati fair value hedge								
<i>Interest rate swap</i>	83	98	14	9	14	9	-	-
Derivati di trading								
<i>Interest rate swap</i>	2.894	3.098	(122)	(163)	6	8	(128)	(171)
<i>Interest rate option</i>	1.700	700	(13)	(19)	-	-	(13)	(19)
Totale interest rate swap	12.984	12.628	(721)	(651)	26	25	(747)	(676)
Totale interest rate option	2.700	4.308	(21)	(83)	-	-	(21)	(83)
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE	15.684	16.936	(742)	(734)	26	25	(768)	(759)

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	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2011	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre
Derivati CFH su tasso							
Derivati attivi (<i>fair value</i> positivo)	6	(6)	(8)	5	-	-	-
Derivati passivi (<i>fair value</i> negativo)	(627)	(201)	(157)	(120)	(65)	(31)	(171)
Derivati FVH su tasso							
Derivati attivi (<i>fair value</i> positivo)	14	2	2	1	1	1	3
Derivati passivi (<i>fair value</i> negativo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati di trading su tasso							
Derivati attivi (<i>fair value</i> positivo)	6	3	2	1	-	-	-
Derivati passivi (<i>fair value</i> negativo)	(141)	(71)	(28)	(16)	(6)	(5)	(50)

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile del GruppoEnel 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 2011 il 31% dell'indebitamento netto è indicizzato a tasso variabile (39% al 31 dicembre 2010). 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 9% (14% al 31 dicembre 2010). 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 al 4% (7% al 31 dicembre 2010).

Al 31 dicembre 2011, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base (0,25%) più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 68,3 milioni di euro (75 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Viceversa, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 68,3 milioni di euro (75 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 4,75 milioni di euro.

Rischio tasso di cambio

L'esposizione al rischio di tasso di cambio del Gruppo Enel deriva principalmente dalle seguenti categorie di operazioni:

- > debito denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi, 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*, *currency swap*, *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 del *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.

I *currency swap* sono combinazioni di acquisti e vendite a pronti (*currency spot*) e a termine (*currency forward*) di flussi di capitale denominati in divise diverse e sono generalmente utilizzati per la copertura delle *commercial paper*.

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 con-

trattuali 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 2011 e del 31 dicembre 2010, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2011	2010
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta diversa dall'euro	14.442	13.934
Contratti <i>currency forward</i> a copertura del rischio cambio <i>commodity</i>	7.273	7.055
Contratti <i>currency forward</i> a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	1.232	393
Contratti <i>currency swap</i> a copertura delle <i>commercial paper</i>	240	334
Contratti <i>currency forward</i> a copertura delle linee di credito	201	161
Altri contratti <i>forward</i>	-	230
Totale	23.388	22.107

In particolare si evidenziano:

- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 14.442 milioni di euro, volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta diversa dall'euro (13.934 milioni di euro al 31 dicembre 2010);
- > contratti *currency forward* con un ammontare nozionale complessivo di 8.505 milioni di euro, utilizzati per coprire il rischio cambio connesso agli acquisti di combustibile, alle importazioni di energia elettrica e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (7.448 milioni di euro al 31 dicembre 2010);
- > contratti *currency swap* con un ammontare nozionale complessivo di 240 milioni di euro, volti alla copertura

del rischio cambio collegato ai rimborsi delle *commercial paper* emesse in valute diverse dall'euro (334 milioni di euro al 31 dicembre 2010);

- > contratti di *currency forward* per un ammontare nozionale complessivo di 201 milioni di euro, finalizzati alla copertura del rischio cambio connesso a linee di credito in valuta diversa dall'euro (161 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2011 e del 31 dicembre 2010, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio suddivisi per designazione contabile (IAS 39).

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Fair value attività		Fair value passività	
	al	al	al	al	al	al	al	al
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Derivati cash flow hedge:								
- currency forward	3.751	3.014	297	(11)	304	34	(7)	(45)
- CCIRS	13.985	13.419	(347)	(886)	1.297	671	(1.644)	(1.557)
Derivati fair value hedge:								
- CCIRS	457	515	18	(6)	30	15	(12)	(21)
Derivati di trading:								
- currency forward	5.195	5.159	18	(73)	153	55	(135)	(128)
Totale forward	8.946	8.173	315	(84)	457	89	(142)	(173)
Totale CCIRS	14.442	13.934	(329)	(892)	1.327	686	(1.656)	(1.578)
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	23.388	22.107	(14)	(976)	1.784	775	(1.798)	(1.751)

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati.

Flussi di cassa attesi da derivati su tassi di cambio

Milioni di euro	Fair value		Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al							
	31.12.2011	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	
Derivati CFH su cambio								
Derivati attivi (fair value positivo)	1.601	369	174	223	86	(36)	1.295	
Derivati passivi (fair value negativo)	(1.651)	(251)	(96)	(228)	(341)	(175)	(755)	
Derivati FVH su cambio								
Derivati attivi (fair value positivo)	30	8	7	(1)	13	(7)	(4)	
Derivati passivi (fair value negativo)	(12)	(9)	1	1	1	1	1	
Derivati di trading su cambio								
Derivati attivi (fair value positivo)	153	134	13	1	-	-	-	
Derivati passivi (fair value negativo)	(135)	(130)	(3)	-	-	-	-	

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 30% (30% al 31 dicembre 2010) 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 del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrici della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento in valuta diversa dall'euro non coperta dal rischio cambio si riduce a circa il 4% (2% al 31 dicembre 2010), 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 2011, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di

1.650 milioni di euro (1.449 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a seguito del decremento del fair value dei derivati su cambi di cash flow hedge. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 2.028 milioni di euro (1.780 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 esempio 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 2011 e al 31 dicembre 2010.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Fair value attività		Fair value passività	
	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010
Derivati cash flow hedge:								
- derivati su energia	1.753	1.862	(54)	43	18	65	(72)	(22)
- swap su commodity petrolifere	-	89	-	11	-	11	-	-
- derivati su carbone	880	830	(62)	173	-	175	(62)	(2)
- derivati su gas	584	524	(10)	48	1	48	(11)	-
Derivati di trading:								
- derivati su energia	18.956	13.042	40	(55)	81	59	(41)	(114)
- swap su commodity petrolifere	8.488	5.934	(27)	119	1.847	350	(1.874)	(231)
- future/option su commodity petrolifere	1.450	229	(7)	(5)	30	3	(37)	(8)
- derivati su carbone	332	896	(2)	31	20	147	(22)	(116)
- derivati impliciti	268	432	(267)	(356)	-	8	(267)	(364)
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	32.711	23.838	(389)	9	1.997	866	(2.386)	(857)

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 2011 (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 31.12.2011			
<i>Fair value derivati su energia di cash flow hedge</i>	93	(54)	(204)
<i>Fair value derivati su carbone di cash flow hedge</i>	(148)	(62)	23
<i>Fair value derivati su gas di cash flow hedge</i>	(40)	(10)	20

Nella seguente tabella sono evidenziati il *fair value* dei derivati e il conseguente impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto al 31 dicembre 2011 (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 31.12.2011			
<i>Fair value derivati su energia di trading</i>	(28)	40	85
<i>Fair value derivati su commodity petrolifere di trading</i>	(123)	(34)	64
<i>Fair value derivati su carbone di trading</i>	25	(2)	(32)

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 2011 risulta negativo per 267 milioni di euro, composto da:

a. un derivato implicito sul tasso di cambio euro/dollaro, il cui *fair value* al 31 dicembre 2011 è negativo per 139 milioni di euro;

b. un derivato sul prezzo del gas, il cui *fair value* al 31 dicembre 2011 è negativo per 128 milioni di euro.

Nelle tabelle successive è indicato il *fair value* al 31 dicembre 2011, 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%	(150)
Scenario al 31.12.2011	(139)
Incremento del 10%	(129)

Fair value derivato implicito (b)

Milioni di euro	Prezzo gas
Decremento del 10%	(113)
Scenario al 31.12.2011	(128)
Incremento del 10%	(139)

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	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2011	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre
Derivati cash flow hedge							
Derivati attivi (fair value positivo)	19	9	2	2	2	2	2
Derivati passivi (fair value negativo)	(145)	(145)	-	-	-	-	-
Derivati di trading							
Derivati attivi (fair value positivo)	1.978	1.803	169	4	1	1	-
Derivati passivi (fair value negativo)	(2.241)	(1.934)	(313)	1	2	1	2

Rischio di credito

Il Gruppo Enel 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.

Nell'ambito del processo di approvvigionamento di combustibili per la generazione termoelettrica e delle operazioni di vendita e distribuzione di energia elettrica, distribuzione di gas e vendita di gas ai clienti eligibili, Enel impegna linee di credito commerciali verso controparti esterne. La scelta di tali controparti è attentamente 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.

Inoltre, con riferimento a specifici segmenti del portafoglio commerciale, sono state poste in essere alcune operazioni di cessione dei crediti; tra queste, le principali hanno riguardato il portafoglio dei crediti commerciali della Divisione Mercato. In particolare, nel corso dell'ultimo trimestre 2011 il Gruppo ha stipulato un accordo

quadro con due primari istituti bancari 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. Tale accordo, di durata quinquennale e articolato in *revolving period* di tre mesi, prevede un valore massimo di cessione stimato in circa 14,4 miliardi di euro l'anno.

Rischio di liquidità

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; 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 2011 emissioni obbligazionarie riservate a investitori istituzionali per 1,75 miliardi di euro nel mese di luglio 2011 e 2,25 miliardi di euro nell'ottobre 2011.

Al 31 dicembre 2011 il Gruppo Enel aveva a disposizione complessivamente circa 7 miliardi di euro di disponibilità di cassa o mezzi equivalenti, di cui 2,7 miliardi di euro in capo a Endesa, nonché *committed credit lines* disponibili per 15,9 miliardi di euro, di cui 5,4 miliardi in capo a Endesa. I limiti totali delle *committed credit lines* ammontano a 25,5 miliardi di euro (utilizzate per 9,6 miliardi di euro), di

cui 7,2 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 1,8 miliardi di euro); inoltre, il Gruppo dispone di *uncommitted credit lines* per 2,7 miliardi di euro (utilizzate per 0,8 miliardi di euro), di cui 1,6 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 20 milioni di euro).

Infine, il Gruppo ha a disposizione programmi di *commercial paper* per un limite massimo complessivo di circa 9 miliardi di euro (utilizzati per 3,2 miliardi di euro), di cui 3 miliardi di euro in capo a Endesa tramite le sue controllate (utilizzati per 1,2 miliardi di euro).

6.1 Contratti derivati inclusi in Attività finanziarie non correnti - Euro 1.387 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 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	224	1.716	6	7	(1)
- cambi	9.326	6.698	1.302	671	631
- commodity	30	397	10	46	(36)
Totale	9.580	8.811	1.318	724	594
Derivati fair value hedge:					
- tassi	83	83	14	9	5
- cambi	262	264	30	15	15
Totale	345	347	44	24	20
Derivati di trading:					
- tassi	75	75	6	8	(2)
- cambi	181	109	13	5	8
- commodity	64	259	6	60	(54)
Totale	320	443	25	73	(48)
TOTALE	10.245	9.601	1.387	821	566

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 31 dicembre 2011 pari a 9.580 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 1.318 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* e delle ulteriori emissioni di *private placement* effettuate da Enel Finance International e OGGK-5 nel corso del 2011. L'incremento del loro valore nozionale, pari a 2.769 milioni di euro, è essenzialmente connesso a una riclassificazione, per effetto della variazione di segno del *fair value*, tra le "Attività finanziarie non correnti" di una quota parte di operazioni che al 31 dicembre 2010 erano incluse tra le "Passività finanziarie non correnti".

L'incremento del *fair value* è determinato principalmente dall'andamento del cambio dell'euro nei confronti della sterlina inglese.

I derivati su *commodity* sono relativi a:

- > contratti derivati su energia per un *fair value* di 10 milioni di euro classificati di *cash flow hedge* e 5 milioni di euro di *trading*;
- > contratti derivati di *trading* 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 attivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
al 31.12.2011				
Derivati cash flow hedge:				
- tassi	6	-	6	-
- cambi	1.302	-	1.302	-
- commodity	10	-	10	-
Totale	1.318	-	1.318	-
Derivati fair value hedge:				
- tassi	14	-	14	-
- cambi	30	-	30	-
Totale	44	-	44	-
Derivati di trading:				
- tassi	6	-	6	-
- cambi	13	-	13	-
- commodity	6	-	6	-
Totale	25	-	25	-
TOTALE	1.387	-	1.387	-

6.2 Contratti derivati inclusi in Attività finanziarie correnti - Euro 2.420 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 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	-	375	-	1	(1)
- cambi	3.571	957	299	33	266
- commodity	835	2.127	9	253	(244)
Totale	4.406	3.459	308	287	21
Derivati fair value hedge:					
- tassi	-	15	-	-	-
Totale	-	15	-	-	-
Derivati di trading:					
- cambi	2.604	2.157	140	50	90
- commodity	5.319	17.185	1.972	508	1.464
Totale	7.923	19.342	2.112	558	1.554
TOTALE	12.329	22.816	2.420	845	1.575

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.

L'incremento 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 8 milioni di euro;

> contratti derivati su gas di *cash flow hedge* che presentano un *fair value* di 1 milione di euro;

> contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili e altre *commodity*, classificati di *trading* per un *fair value* di 1.897 milioni di euro;

> operazioni di *trading* su energia che presentano complessivamente un *fair value* di 75 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 31.12.2011				
Derivati cash flow hedge:				
- cambi	299	-	299	-
- commodity	9	-	9	-
Totale	308	-	308	-
Derivati di trading:				
- cambi	140	-	140	-
- commodity	1.972	466	1.506	-
Totale	2.112	466	1.646	-
TOTALE	2.420	466	1.954	-

Il saldo contabile della voce di livello 1 fa riferimento sostanzialmente a posizioni future su CO₂ e sul Brent quotate presso l'Intercontinental Exchange (ICE).

6.3 Contratti derivati inclusi in Passività finanziarie non correnti - Euro 2.307 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 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	6.316	10.704	600	566	34
- cambi	4.314	6.806	1.495	1.557	(62)
- commodity	-	171	-	5	(5)
Totale	10.630	17.681	2.095	2.128	(33)
Derivati fair value hedge:					
- cambi	11	215	6	19	(13)
Totale	11	215	6	19	(13)
Derivati di trading:					
- tassi	698	3.439	66	157	(91)
- cambi	37	88	3	4	(1)
- commodity	166	452	137	283	(146)
Totale	901	3.979	206	444	(238)
TOTALE	11.542	21.875	2.307	2.591	(284)

I contratti derivati classificati tra le passività finanziarie non correnti, al 31 dicembre 2011, presentano un valore nozionale complessivo pari a 11.542 milioni di euro e un *fair value* pari a 2.307 milioni di euro, ed evidenziano, confrontati ai valori del 31 dicembre 2010, un decremento rispettivamente pari a 10.333 milioni di euro e 284 milioni di euro. La riduzione del valore nozionale riguarda soprattutto i

derivati su tassi di interesse sia di *cash flow hedge* sia di *trading*, principalmente a causa della riclassifica tra le "Passività finanziarie correnti" dei derivati stipulati a copertura dell'indebitamento contratto da Enel SpA ed Enel Finance International nel 2007, relativi alla linea sindacata di originari 35 miliardi di euro e in scadenza nel mese di aprile 2012, e dei derivati di Endesa.

Tale riclassifica include 1.000 milioni di euro di valore nozionale, passati dalle "Passività finanziarie non correnti - Derivati di *cash flow hedge*" alle "Passività finanziarie correnti - Derivati di *trading*", e relativi a operazioni di copertura del rischio tasso di interesse sull'indebitamento contratto da Enel SpA e risultate in *overhedge* a seguito del rimborso volontario anticipato del sottostante (*Credit Facility*).

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 della variazione

dell'euro nei confronti delle valute coperte.

I derivati su *commodity* si riferiscono sostanzialmente a:

- > derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 136 milioni di euro;
- > contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 1 milione di euro classificati di *trading*.

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 31.12.2011				
Derivati <i>cash flow hedge</i>:				
- tassi	600	-	600	-
- cambi	1.495	-	1.495	-
Totale	2.095	-	2.095	-
Derivati <i>fair value hedge</i>:				
- cambi	6	-	6	-
Totale	6	-	6	-
Derivati di <i>trading</i>:				
- tassi	66	-	66	-
- cambi	3	-	3	-
- <i>commodity</i>	137	-	72	65
Totale	206	-	141	65
TOTALE	2.307	-	2.242	65

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 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, che comprende anche la quota di passività corrente (vedi Nota 6.4), pari al 31 dicembre 2011 a 63 milioni di euro.

Milioni di euro	Derivati impliciti di Slovenské elektrárne
Saldo di apertura al 1° gennaio 2011	158
(Utili)/Perdite a Conto economico	(30)
Saldo di chiusura al 31 dicembre 2011	128

Gli utili e le perdite totali rilevati a Conto economico nell'esercizio si riferiscono per 33 milioni di euro a un decremento del risultato operativo e per 3 milioni di euro a maggiori proventi finanziari netti.

6.4 Contratti derivati inclusi in Passività finanziarie correnti - Euro 2.645 milioni

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		
	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	4.467	244	27	3	24
- cambi	525	1.972	156	45	111
- commodity	2.352	609	145	19	126
Totale	7.344	2.825	328	67	261
Derivati fair value hedge:					
- cambi	184	36	6	2	4
Totale	184	36	6	2	4
Derivati di trading:					
- tassi	3.821	284	75	33	42
- cambi	2.373	2.804	132	124	8
- commodity	23.945	2.637	2.104	550	1.554
Totale	30.139	5.725	2.311	707	1.604
TOTALE	37.667	8.586	2.645	776	1.869

L'incremento di valore nozionale dei derivati su tassi di interesse è essenzialmente connesso alla citata riclassifica dalle "Passività finanziarie non correnti" dei derivati stipulati a copertura dell'indebitamento contratto da Enel SpA ed Enel Finance International nel 2007, relativi alla linea sindacata di originari 35 miliardi di euro e in scadenza nel mese di aprile 2012, e dei derivati di Endesa.

I derivati di *trading* su tasso di cambio si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle *commodity*, che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in *hedge accounting*.

I derivati su *commodity* si riferiscono sostanzialmente a:

- > contratti derivati di *cash flow hedge* su combustibili per

un *fair value* complessivo di 73 milioni di euro;

- > contratti derivati su energia classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 72 milioni di euro;
- > contratti derivati di *trading* relativi a combustibili e ad altre *commodity* per un *fair value* di 1.932 milioni di euro;
- > operazioni di *trading* su energia, che presentano un *fair value* di 41 milioni di euro;
- > derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 131 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 31.12.2011				
Derivati cash flow hedge:				
- tassi	27	-	27	-
- cambi	156	-	156	-
- commodity	145	4	141	-
Totale	328	4	324	-
Derivati fair value hedge:				
- cambi	6	-	6	-
Totale	6	-	6	-
Derivati di trading:				
- tassi	75	-	75	-
- cambi	132	-	132	-
- commodity	2.104	533	1.508	63
Totale	2.311	533	1.715	63
TOTALE	2.645	537	2.045	63

Il saldo contabile della voce di livello 1 fa riferimento sostanzialmente a posizioni future su CO₂ e sul Brent quotate presso l'Intercontinental Exchange (ICE).

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 2011 e del 2010

Risultati 2011 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	17.568	17.131	60	3.212	32.082	7.071	1.927	401	62	-	79.514
Ricavi intersettoriali	163	6.015	337	4.248	565	644	612	361	1.294	(14.239)	-
Totale ricavi	17.731	23.146	397	7.460	32.647	7.715	2.539	762	1.356	(14.239)	79.514
Totale costi	17.214	21.196	385	3.175	25.424	6.051	944	800	1.119	(14.239)	62.069
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	44	232	-	-	28	(22)	(10)	-	-	-	272
Ammortamenti	76	595	3	917	2.749	430	428	11	85	-	5.294
Perdite di valore/ Ripristini	344	(3)	-	21	445	150	77	3	20	-	1.057
Risultato operativo	141	1.590	9	3.347	4.057	1.062	1.080	(52)	132	-	11.366
Attività operative	5.209	16.571	254	17.479	76.124 ⁽²⁾	13.480	11.204 ⁽³⁾	1.090	2.166 ⁽⁷⁾	(5.941)	137.636
Passività operative	6.050	5.111	249	6.418	11.852 ⁽³⁾	5.254	1.475	1.152	1.613 ⁽⁸⁾	(6.047)	33.127
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	7	-	132	124	305	486	2	29	-	1.085
Investimenti	90	432	4	1.383	2.491 ⁽⁴⁾	1.450 ⁽⁵⁾	1.557	13	64	-	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) 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) Il dato non include 101 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Il dato non include 4 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".

(7) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(8) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2010 *restated* ^{(1) (2)}

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	18.499	12.173	106	2.991	31.022	6.203	1.934	358	102	(11)	73.377
Ricavi intersettoriali	198	5.367	502	4.436	241	157	245	321	1.031	(12.498)	-
Totale ricavi	18.697	17.540	608	7.427	31.263	6.360	2.179	679	1.133	(12.509)	73.377
Totale costi	17.627	15.936	594	3.614	23.395	4.811	956	738	997	(12.491)	56.177
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(587)	788	-	-	28	(29)	89	(9)	-	-	280
Ammortamenti	74	570	4	891	2.807	481	340	7	98	-	5.272
Perdite di valore/ Ripristini	351	(10)	-	11	446	136	4	-	12	-	950
Risultato operativo	58	1.832	10	2.911	4.643	903	966	(75)	26	(16)	11.258
Attività operative ⁽²⁾	6.162	15.444	316	17.680	77.764 ⁽³⁾	13.103 ⁽⁴⁾	9.654 ⁽⁵⁾	1.075	2.529	(5.732)	137.995
Passività operative ⁽²⁾	5.673	4.467	374	5.825	13.500 ⁽⁴⁾	5.184 ⁽⁷⁾	1.235 ⁽¹⁰⁾	1.166	1.543	(5.734)	33.233
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	6	-	150	142	315	422 ⁽¹¹⁾	-	15	-	1.050
Investimenti	62	648	5	1.147	2.866 ⁽⁵⁾	1.210 ⁽⁹⁾	1.065 ⁽¹²⁾	7	80	-	7.090

(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) Al 31 dicembre 2010 *restated*. I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del completamento del processo di *Purchase Price Allocation* relativamente alla *business combination* di SE Hydropower.

(3) Di cui 484 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Il dato non include 76 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(7) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(8) Il dato non include 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(9) Di cui 399 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(10) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(11) Di cui 17 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(12) Il dato non include 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i> ⁽¹⁾
Totale attività	169.805	168.562
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	24.904	22.934
Attività di natura fiscale	7.265	7.633
Attività di settore	137.636	137.995
- di cui:		
Mercato	5.209	6.162
Generazione ed Energy Management	16.571	15.444
Ingegneria e Innovazione	254	316
Infrastrutture e Reti	17.479	17.680
Iberia e America Latina ⁽²⁾	76.124	77.764
Internazionale ⁽³⁾	13.480	13.103
Energie Rinnovabili ⁽⁴⁾	11.204	9.654
Capogruppo	1.090	1.075
Servizi e Altre attività ⁽⁵⁾	2.166	2.529
Elisioni e rettifiche	(5.941)	(5.732)
Totale passività	115.365	114.696
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	69.153	68.683
Passività di natura fiscale	13.085	12.780
Passività di settore	33.127	33.233
- di cui:		
Mercato	6.050	5.673
Generazione ed Energy Management	5.111	4.467
Ingegneria e Innovazione	249	374
Infrastrutture e Reti	6.418	5.825
Iberia e America Latina ⁽⁶⁾	11.852	13.500
Internazionale ⁽⁷⁾	5.254	5.184
Energie Rinnovabili ⁽⁸⁾	1.475	1.235
Capogruppo	1.152	1.166
Servizi e Altre attività ⁽⁹⁾	1.613	1.543
Elisioni e rettifiche	(6.047)	(5.734)

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione di SE Hydropower.

(2) Di cui 359 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011 (484 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(3) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

(4) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011 (399 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(5) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011.

(6) Di cui 32 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011 (145 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(7) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

(8) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

(9) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2011.

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

8.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 77.573 milioni*

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	68.308	64.045	4.263
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	3.624	3.574	50
Ricavi da vendita di combustibili	994	449	545
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	1.422	1.429	(7)
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	53	170	(117)
Altre vendite e prestazioni	3.172	2.276	896
Totale	77.573	71.943	5.630

I "Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" si attestano a 68.308 milioni di euro (64.045 milioni di euro nel 2010) e includono, tra gli altri, i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 33.948 milioni di euro (33.823 milioni di euro nel 2010), i ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 15.808 milioni di euro (13.795 milioni di euro nel 2010), i ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 6.653 milioni di euro (4.792 milioni di euro nel 2010), nonché i ricavi da trasporto di energia elettrica per 10.098 milioni di euro (10.510 milioni di euro nel 2010). I "Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti

finali" ammontano nel 2011 a 3.624 milioni di euro e comprendono ricavi da vendita e trasporto di gas naturale in Italia per 2.099 milioni di euro (2.244 milioni di euro nel 2010) e ricavi da vendite di gas naturale all'estero per 1.525 milioni di euro (1.330 milioni di euro nel 2010).

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 994 milioni di euro, includono nel 2011 vendite di gas naturale per 641 milioni di euro (179 milioni di euro nel 2010), cui si aggiungono vendite di altri combustibili per 353 milioni di euro (270 milioni di euro nel 2010).

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro

	2011	2010
Italia	30.678	30.767
Europa - UE	33.552	28.607
Europa - extra UE	2.846	2.471
America	10.338	9.907
Altre	159	191
Totale	77.573	71.943

8.b Altri ricavi e proventi - *Euro 1.941 milioni*

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Contributi a preventivo e altri contributi	81	21	60
Rimborsi vari	184	107	77
Plusvalenze da cessione attività	71	127	(56)
Proventi da misurazione al <i>fair value</i> a seguito di modifiche nel controllo	358	-	358
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	57	33	24
Premi per continuità del servizio	158	100	58
Altri ricavi	1.032	1.046	(14)
Totale	1.941	1.434	507

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 in massima parte per 45 milioni di euro a rimborsi vari da clienti e per 87 milioni euro a rimborsi assicurativi.

Le "Plusvalenze da cessione attività" sono pari nel 2011 a 71 milioni di euro e accolgono i proventi derivanti dalla cessione di parte degli asset di Enel Unión Fenosa Renovables (44 milioni di euro), di Deval e Vallenergie (21 milioni di euro), di Explotaciones Eólicas de Aldehuelas (18 milioni di euro), di CAM e Synapsis (15 milioni di euro), di Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo (12 milioni di euro), nonché la plusvalenza derivante dalla cessione di ramo di azienda che ha portato all'acquisizione di una quota azionaria della

società San Floriano Energy (15 milioni di euro). Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dalla revisione (pari a circa 54 milioni di euro) del prezzo di cessione delle reti elettriche di alta tensione spagnole e dell'80% del capitale della società Nubia 2000.

I "Proventi da misurazione al *fair value* a seguito di modifiche nel controllo" ammontano a 358 milioni di euro nel 2011. Tali proventi sono 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* (237 milioni di euro) e (ii) già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Enel Unión Fenosa Renovables (76 milioni di euro), Sociedad Eólica de Andalucía (23 milioni di euro) e TP - Sociedad Térmica Portuguesa (22 milioni di euro).

Costi

9.a Materie prime e materiali di consumo - *Euro 42.901 milioni*

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Energia elettrica	29.045	24.714	4.331
Combustibili e gas	11.456	9.422	2.034
Materiali	2.400	2.321	79
Totale	42.901	36.457	6.444
- di cui costi per materiali capitalizzati	(963)	(1.057)	94

Gli acquisti di "Energia elettrica" includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 6.096 milioni di euro (6.066 milioni di euro nel 2010) e quelli dal Gestore dei Mercati Energetici per 6.950 milioni di euro (3.347 milioni di euro nel 2010). L'incremento di tale voce è relativo principalmente alla stipula di contratti bilaterali e all'inc-

remento del costo di acquisto dell'energia elettrica sui mercati nazionali ed esteri.

Gli acquisti di "Combustibili e gas" si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 5.328 milioni di euro (4.844 milioni di euro nel 2010) e agli acquisti di altri combustibili per 6.128 milioni di euro (4.578 milioni di euro nel 2010).

9.b Servizi - *Euro 14.440 milioni*

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Vettoriamenti passivi	8.701	8.436	265
Manutenzioni e riparazioni	1.369	1.236	133
Spese telefoniche e postali	273	314	(41)
Servizi di comunicazione	160	139	21
Servizi informatici	242	177	65
Godimento beni di terzi	571	599	(28)
Altri servizi	3.124	2.727	397
Totale	14.440	13.628	812

I costi per servizi del 2011, pari a 14.440 milioni di euro, includono la contribuzione di Endesa per 8.927 milioni di euro (8.207 milioni di euro nel 2010); tale voce è incrementata rispetto all'esercizio 2010 a seguito dei mag-

giori vettoriamenti passivi di energia elettrica per effetto dell'aumento degli oneri di sistema e dei maggiori costi per servizi connessi ai sistemi elettrici dei Paesi in cui il Gruppo opera.

9.c Costo del personale - Euro 4.296 milioni

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Salari e stipendi	3.335	3.370	(35)
Oneri sociali	870	839	31
Trattamento di fine rapporto	120	116	4
Altri costi	(29)	582	(611)
Totale	4.296	4.907	(611)
- di cui capitalizzati	(748)	(708)	(40)

Il costo del personale dell'esercizio 2011, pari a 4.296 milioni di euro, subisce un decremento di 611 milioni di euro con una contrazione dell'organico medio pari al 4,6% rispetto all'esercizio precedente. L'organico del Gruppo diminuisce di 2.953 risorse principalmente per effetto della variazione di perimetro (-2.462 unità) connessa alle cessioni di CAM, Synapsis, Enel Operations Bulgaria, Enel Maritza East 3, Deval e Vallenergie, nonché del cambio del metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel. Oltre a tale effetto, la riduzione degli "Altri costi" è riconducibile alla conclusione del programma di incentivazione all'esodo e agli 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 effetto di tale accordo, le agevolazioni tariffarie continuano, quindi, a essere erogate ai soli dipendenti non più in servizio che già godevano di tali benefici al termine del rapporto di lavoro.

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 2011.

	Consistenza media ⁽¹⁾			Consistenza ⁽¹⁾
	2011	2010	2011-2010	al 31.12.2011 ⁽²⁾
Dirigenti	1.219	1.336	(117)	1.190
Quadri	13.908	14.110	(202)	14.098
Impiegati	41.292	42.669	(1.377)	41.085
Operai	19.847	21.798	(1.951)	18.987
Totale	76.266	79.913	(3.647)	75.360

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

(2) Include 113 unità riferite al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita".

9.d Ammortamenti e perdite di valore - *Euro 6.351 milioni*

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Ammortamenti delle attività materiali	4.434	4.407	27
Ammortamenti delle attività immateriali	860	865	(5)
Perdite di valore	1.057	950	107
Totale	6.351	6.222	129

La voce "Perdite di valore" nel 2011 include la svalutazione di crediti commerciali per 519 milioni di euro (717 milioni di euro nel 2010), l'adeguamento di valore rilevato sull'avviamento di Endesa Ireland per 105 milioni di euro, sulla base dello stato delle trattative alla data della chiusura del pre-

sente bilancio (115 milioni di euro nel 2010), nonché 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 per 70 milioni di euro e di Marcinelle Energie per 26 milioni di euro.

9.e Altri costi operativi - *Euro 2.143 milioni*

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Accantonamenti per rischi e oneri diversi	70	393	(323)
Oneri per acquisto di certificati verdi	155	223	(68)
Imposte e tasse	1.146	1.057	89
Minusvalenze da cessione attività	7	3	4
Altri	765	1.274	(509)
Totale	2.143	2.950	(807)

Gli altri costi operativi, pari a 2.143 milioni di euro, diminuiscono di 807 milioni di euro principalmente per effetto della riduzione degli accantonamenti per rischi e oneri effettuati nell'anno e per la revisione di stime relative ad accantonamenti effettuati negli esercizi precedenti. Tali

effetti sono stati solo in parte compensati dalla rilevazione dell'imposta patrimoniale (109 milioni di euro) registrata in Colombia a seguito della riforma tributaria entrata in vigore con la legge n. 1430/2010.

9.f Costi per lavori interni capitalizzati - *Euro (1.711) milioni*

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 748 milioni di euro a costi del personale e per 963 milioni di euro a costi per

materiali (rispettivamente 708 milioni di euro e 1.057 milioni di euro nell'esercizio 2010).

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*10. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity* -
Euro 272 milioni

I proventi netti derivanti dalla gestione del rischio *commodity* si riferiscono per 160 milioni di euro a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio e per 112 milioni di euro da proventi netti da valutazione dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2011.

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Proventi			
Da valutazione su "Contratti per differenza" in essere a fine esercizio	-	3	(3)
Da valutazione su altri contratti in essere a fine esercizio	1.969	588	1.381
Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	1.969	591	1.378
Realizzati su "Contratti per differenza a due vie"	42	15	27
Realizzati su altri contratti chiusi nell'esercizio	1.384	1.038	346
Totale proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	1.426	1.053	373
Totale proventi	3.395	1.644	1.751
Oneri			
Da valutazione su altri contratti in essere a fine esercizio	(1.857)	(653)	(1.204)
Totale oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	(1.857)	(653)	(1.204)
Realizzati su altri contratti chiusi nell'esercizio	(1.266)	(711)	(555)
Totale oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	(1.266)	(711)	(555)
Totale oneri	(3.123)	(1.364)	(1.759)
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO COMMODITY	272	280	(8)
- di cui quota inefficace su CFH	236	265	(29)
- di cui quota inefficace su CFH	(2)	-	(2)

11. Proventi/(Oneri) finanziari - *Euro (3.024) milioni*

Proventi finanziari

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Interessi e altri proventi da attività finanziarie (correnti e non correnti):			
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	65	35	30
- proventi finanziari su titoli non correnti designati a <i>fair value through profit or loss</i>	-	2	(2)
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	256	223	33
Totale interessi e altri proventi da attività finanziarie	321	260	61
Differenze positive di cambio	729	735	(6)
Proventi da strumenti derivati:			
- proventi da derivati di <i>cash flow hedge</i>	568	726	(158)
- proventi da derivati a <i>fair value through profit or loss</i>	516	332	184
- proventi da derivati di <i>fair value hedge</i>	45	76	(31)
Totale proventi da strumenti derivati	1.129	1.134	(5)
Proventi da partecipazioni	44	97	(53)
Altri proventi	470	350	120
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	2.693	2.576	117

I proventi finanziari, pari a 2.693 milioni di euro, registrano un incremento di 117 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

I proventi da strumenti finanziari derivati, pari a 1.129 milioni di euro, si riferiscono per 402 milioni di euro a proventi realizzati (247 milioni di euro nell'esercizio 2010) e per 727 milioni di euro a proventi da valutazione (887 milioni di euro nel 2010).

L'incremento registrato rispetto al precedente esercizio è fondamentalmente riconducibile ai maggiori interessi attivi di mora derivanti da una sentenza favorevole dell'autorità giudiziaria spagnola in materia di imposte (63 milioni di euro), nonché all'effetto dell'attualizzazione finanziaria dei benefici riconosciuti ai dipendenti in Spagna e America Latina (56 milioni di euro).

Oneri finanziari

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Interessi e altri oneri su debiti finanziari (correnti e non correnti):			
- interessi passivi su debiti verso banche	600	590	10
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	1.893	1.860	33
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	259	217	42
- oneri finanziari su titoli designati a <i>fair value through profit or loss</i>	1	-	1
- commissioni passive relative a linee di credito non utilizzate	21	15	6
Totale interessi e altri oneri su debiti finanziari	2.774	2.682	92
Differenze negative di cambio	1.146	1.244	(98)
Oneri da strumenti derivati:			
- oneri da derivati di <i>cash flow hedge</i>	450	514	(64)
- oneri da derivati a <i>fair value through profit or loss</i>	542	482	60
- oneri da derivati di <i>fair value hedge</i>	15	13	2
Totale oneri da strumenti derivati	1.007	1.009	(2)
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	281	278	3
Attualizzazione altri fondi	247	252	(5)
Oneri da partecipazioni	3	1	2
Altri oneri	259	308	(49)
TOTALE ONERI FINANZIARI	5.717	5.774	(57)

Gli oneri finanziari, pari a 5.717 milioni di euro, sono in diminuzione di 57 milioni di euro rispetto al 2010.

In particolare, l'incremento degli "Interessi e altri oneri su debiti finanziari" conseguente alla crescita generale dei tassi di interesse, nonché alla strategia di rifinanziamento del debito volta a ottimizzare la struttura finanziaria del Gruppo, è stato controbilanciato dalla riduzione delle "Differenze negative di cambio", che risentono in princi-

pal 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 1.007 milioni di euro, si riferiscono per 623 milioni di euro a oneri realizzati (599 milioni di euro nell'esercizio 2010) e per 384 milioni di euro a oneri da valutazione (410 milioni di euro nel 2010).

12. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 96 milioni

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Proventi da partecipazioni in società collegate	111	62	49
Oneri da partecipazioni in società collegate	(15)	(48)	33
Totale	96	14	82

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 dalla contribuzione ai

proventi di Elcogas per 6 milioni di euro (28 milioni di euro di oneri nel 2010) e da un diffuso incremento nei proventi da partecipazioni di società minori della Divisione Energie Rinnovabili per 56 milioni di euro.

13. Imposte - Euro 3.080 milioni

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Imposte correnti	2.848	2.634	214
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(55)	(106)	51
Imposte differite	273	(194)	467
Imposte anticipate	14	67	(53)
Totale	3.080	2.401	679

Le imposte dell'esercizio 2011 ammontano a 3.080 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 36,5% a fronte di un'incidenza del 29,7% nell'esercizio 2010.

Le imposte dell'esercizio stimate sulle società estere sono pari a 924 milioni di euro (804 milioni di euro nell'esercizio 2010). Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d'imposizione fiscale con l'effettiva

incidenza sul risultato. Si noti come, sull'incidenza d'imposta del corrente esercizio, pesino in misura consistente gli effetti dell'addizionale Ires derivante dal decreto legge n. 112/2008 (c.d. "Robin Hood Tax") che, in ragione delle recenti evoluzioni normative e a partire dal corrente esercizio, si applica nella nuova misura del 10,5%, ricadendo, per la prima volta, nel suo ambito di adozione anche le attività di distribuzione.

Milioni di euro

	2011		2010	
Risultato <i>ante</i> imposte	8.438		8.074	
Imposte teoriche	2.320	27,5%	2.220	27,5%
Differenze permanenti, effetto diverse aliquote estere e partite minori	(95)	-1,1%	(302)	-3,7%
Addizionale Ires (decreto legge n. 112/2008)	515	6,1%	158	2,0%
Differenze su stime imposte anni precedenti su società italiane	(16)	-0,2%	(48)	-0,6%
Irap	356	4,2%	373	4,5%
Totale	3.080	36,5%	2.401	29,7%

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).

Milioni di euro

	2011	2010	2011-2010
Risultato delle <i>continuing operations</i> di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	4.148	4.390	(242)
Risultato delle <i>discontinued operations</i> di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	4.148	4.390	(242)
Numero azioni ordinarie	9.403.357.795	9.403.357.795	-
Effetto diluitivo per <i>stock option</i>	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,44	0,47	(0,03)
Risultato e risultato diluito delle <i>continuing operations</i> per azione (euro)	0,44	0,47	(0,03)
Risultato e risultato diluito delle <i>discontinued operations</i> per azione (euro)	-	-	-

Si segnala che i piani di *stock option* per il *top management* attualmente in essere potrebbero potenzialmente diluire l'utile base per azione in futuro. Per maggiori informazioni su tali piani, si rimanda all'apposito paragrafo delle presenti note.

Tra la data di chiusura del bilancio e la data di pubblicazione dello stesso non sono tuttavia avvenuti eventi od operazioni che abbiano cambiato il numero delle azioni ordinarie o delle potenziali azioni ordinarie in circolazione a fine esercizio.

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

15. Immobili, impianti e macchinari - Euro 80.592 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2010 e 2011 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	539	9.726	109.399	389	1.189	533	184	8.322	130.281
Fondo ammortamento	-	4.338	48.155	302	637	162	100	-	53.694
Consistenza al 1.1.2010	539	5.388	61.244	87	552	371	84	8.322	76.587
Investimenti	16	72	1.619	17	75	284	2	4.290	6.375
Passaggi in esercizio	-	102	3.587	1	36	-	12	(3.738)	-
Differenze di cambio	21	57	1.385	-	63	23	-	188	1.737
Variazione perimetro di consolidamento	3	18	115	1	1	-	-	40	178
Ammortamenti	-	(245)	(3.888)	(16)	(144)	(23)	(24)	-	(4.340)
Perdite di valore	(7)	-	(52)	-	-	-	-	(45)	(104)
Altri movimenti	12	(258)	179	1	(87)	(7)	(3)	91	(72)
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	(19)	(63)	(1.868)	-	6	-	-	(323)	(2.267)
Totale variazioni	26	(317)	1.077	4	(50)	277	(13)	503	1.507
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 31.12.2010 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	580	5.302	63.554	92	367	1.070	71	9.556	80.592

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 12.513 milioni di euro (11.148 milioni di euro al 31 dicembre 2010), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia

elettrica per 7.870 milioni di euro (7.925 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e alla rete di distribuzione di energia elettrica di Endesa per 3.749 milioni di euro (2.615 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

I "Beni in *leasing*" includono alcuni beni che il Gruppo utilizza in Spagna, Francia, Grecia, America Latina e Slovacchia. In particolare, in Spagna 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%. In Francia e Grecia si riferiscono, invece, a impianti eolici con durata decennale/quindicennale.

In America Latina i beni si riferiscono a un contratto di *leasing* di linee e impianti di trasmissione elettrica (Ralco-Charrúa), con una durata di 20 anni e con un tasso del 6,5%, nonché ad alcuni impianti a ciclo combinato in Perù (durata di otto/nove anni e fruttiferi di interessi a un tasso variabile). I beni in *leasing* in Slovacchia sono relativi sostanzialmente agli accordi di "sale and lease back" dell'impianto nucleare V1 di Jaslovské Bohunice e dell'impianto idroelettrico di Gabčíkovo, la cui sottoscrizione era condizione necessaria per l'avvio del processo di privatizzazione del sistema elettrico slovacco. In particolare, il contratto di *leasing* dell'impianto V1 si riferisce all'intera vita utile residua del bene e al periodo intercorrente tra la fermata della produzione e l'inizio del processo di *decommissioning*, mentre per l'impianto di Gabčíkovo l'accordo ha durata trentennale a partire dall'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 31.12.2010	
2011	70	31
2012-2015	254	102
Oltre il 2015	813	432
Totale	1.137	565

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

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2011 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 6.845 milioni di euro, sono in aumento rispetto al 2010 di 470 milioni di euro.

Milioni di euro	2011	2010
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	1.272	1.818
- idroelettrici	516	381
- geotermoelettrici	113	174
- nucleari	878	661
- con fonti energetiche alternative	1.194	729
Totale impianti di produzione	3.973	3.763
Rete di distribuzione di energia elettrica	2.668	2.520
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	204	92
TOTALE	6.845	6.375

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 3.973 milioni di euro, con un incremento di 210 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, che risente principalmente dei maggiori investimenti in impianti con fonti energetiche alternative della Divisione Energie Rinnovabili, dei maggiori investimenti in impianti da fonte nucleare della Divisione Internazionale, nonché dei maggiori investimenti in impianti idroelettrici della Divisione Iberia e America Latina. Tali effetti sono in parte compensati dai minori investimenti in impianti termoelettrici.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.668 milioni di euro e risultano in aumento di 148 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2011 si riferisce principalmente alle acquisizioni della Divisione Energie Rinnovabili (496 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a Enel Green Power España), il cui effetto è parzialmente compensato dalla cessione parziale di Hydro Dolomiti Enel (a seguito del cambio di metodo di consolidamento) e dalla cessione di Deval.

Gli "Altri movimenti" includono, tra gli altri, interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati per 88 milioni di euro (29 milioni di euro nel 2010).

La "Rimisurazione al *fair value* a seguito di modifica nel controllo", pari a 129 milioni di euro, è interamente connessa all'applicazione del principio contabile inter-

nazionale IAS 27 (*Revised*) relativamente alla società Hydro Dolomiti Enel e nella misura corrispondente alla quota di partecipazione residua dopo la perdita del controllo.

La "Riclassifica da 'Attività possedute per la vendita'" si riferisce sostanzialmente agli immobili, impianti e macchinari di Enel Green Power Bulgaria, a seguito del venir meno delle condizioni previste dall'IFRS 5 per tale classificazione.

16. Attività immateriali - Euro 39.075 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativi agli esercizi 2010 e 2011 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	50	1.138	15.771	2.849	1.339	421	19.045	40.613
Fondo ammortamento	15	704	432	-	742	-	-	1.893
Consistenza al 1.1.2010	35	434	15.339	2.849	597	421	19.045	38.720
Investimenti	2	119	10	350	49	178	-	708
Passaggi in esercizio	-	167	1	-	58	(226)	-	-
Differenze di cambio	-	9	1.244	333	6	2	82	1.676
Variazione perimetro di consolidamento	4	-	-	-	1	-	41	46
Ammortamenti	-	(239)	(267)	(241)	(106)	-	-	(853)
Perdite di valore	-	-	1	-	(7)	(1)	(13)	(20)
Effetto PPA SE Hydropower	-	-	510	-	-	-	-	510
Altri movimenti	-	24	(53)	(51)	44	(23)	193	134
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	(28)	(10)	(425)	-	1	-	(878)	(1.340)
Totale variazioni	(22)	70	1.021	391	46	(70)	(575)	861
Costo storico	13	2.087	17.293	4.611	1.442	351	18.470	44.267
Fondo ammortamento	-	1.583	933	1.371	799	-	-	4.686
Consistenza al 31.12.2010 restated	13	504	16.360	3.240	643	351	18.470	39.581
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)	297	(46)	(131)
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)	(8)	(128)	(506)
Costo storico	30	2.185	17.558	4.412	1.487	343	18.342	44.357
Fondo ammortamento	9	1.609	1.262	1.466	936	-	-	5.282
Consistenza al 31.12.2011	21	576	16.296	2.946	551	343	18.342	39.075

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2011 si riferisce principalmente alle acquisizioni della

Divisione Energie Rinnovabili, oltre che alla rilevazione della concessione su San Floriano Energy per effetto dell'alloca-

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

zione del costo sostenuto per l'acquisizione del 33% della società.

La "Rimisurazione al *fair value* a seguito di modifica nel controllo" è connessa all'applicazione del principio contabile internazionale IAS 27 (*Revised*) relativamente alla società Hydro Dolomiti Enel, nella misura corrispondente alla quota di partecipazione residua dopo la perdita del controllo, e a Enel Unión Fenosa Renovables, Sociedad Eólica de Andalucía e TP - Sociedade Térmica Portuguesa, in ragione della 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 possibi-

lità 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 10.325 milioni di euro (10.348 milioni di euro al 31 dicembre 2010); le previsioni dei 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 del bene immateriale.

Gli "Accordi per servizi in concessione", rilevati in base all'IFRIC 12, si riferiscono a talune infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione di energia elettrica in Brasile.

L'"Avviamento" è pari a 18.342 milioni di euro, con un decremento nell'esercizio di 128 milioni di euro.

Milioni di euro	al 31.12.2010 <i>restated</i>		Variazione perimetro di consolid.		Differenze cambio		Perdite di valore		Riclassifica da "Attività possedute per la vendita"	Altri	al 31.12.2011		
	Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto								Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
Endesa	14.501	-	14.501	-	-	-	-	-	-	(242)	14.259	-	14.259
Enel OGG-5	1.242	-	1.242	-	(28)	-	-	-	-	-	1.214	-	1.214
GruppoEnel Green Power ⁽¹⁾	868	(2)	866	30	12	(70)	5	15			930	(72)	858
Slovenské elektrárne	697	-	697	-	-	-	-	-	-	-	697	-	697
Enel Energia	579	-	579	-	-	-	-	-	-	-	579	-	579
Enel Distributie Muntenia	406	-	406	-	(3)	-	-	-	149		552	-	552
Enel Energie Muntenia	89	-	89	-	(1)	-	-	-	26		114	-	114
RusEnergSbyt	44	-	44	-	(1)	-	-	-	-		43	-	43
Nuove Energie	26	-	26	-	-	-	-	-	-		26	-	26
Marcinelle Energie	20	-	20	-	-	(26)	-	6			26	(26)	-
Artic Russia	10	(10)	-	-	-	-	-	-	-		10	(10)	-
WISCO ⁽²⁾	7	(7)	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-
Totale	18.489	(19)	18.470	30	(21)	(96)	5	(46)			18.450	(108)	18.342

(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 come "Attività posseduta per la vendita" al 31 dicembre 2011.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" è sostanzialmente riferibile alle acquisizioni effettuate dalla Divisione Energie Rinnovabili in Spagna, Italia e Romania.

Le "Perdite di valore" sono rilevate a seguito degli esiti degli *impairment test*, come dettagliato in seguito.

La "Riclassifica da 'Attività possedute per la vendita'" si riferisce all'avviamento su Enel Green Power Bulgaria, a seguito del venir meno delle condizioni previste dall'IFRS 5 per tale classificazione.

La colonna "Altri movimenti" include essenzialmente la variazione della valutazione a fine esercizio del debito associato all'acquisizione di quote di minoranza azionaria (tra cui Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia), in virtù di alcune *put option* concesse a tali soci in sede di acquisizione delle società stesse; tali effetti sono più che compensati da un adeguamento del valore della *cash generating unit* (CGU) Endesa - Penisola iberica per tener conto di una più puntuale allocazione del prezzo di acquisto corrisposto all'epoca.

I criteri adottati per l'identificazione delle 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 valore terminale è stato stimato come rendita perpetua o rendita annua con un tasso di crescita nominale pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del *business*), e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento. Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio, a eccezione di quanto indicato successivamente con riguardo alle CGU Marcinelle Energie ed Enel Green Power Hellas.

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 CGU appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾
al 31.12.2011					
Endesa - Penisola iberica ⁽⁴⁾	10.999	2,1%	7,5%	10 anni	Perpetuità
Endesa - America Latina	3.260	4,0%(1,2%) ⁽⁵⁾	9,4%	10 anni	Perpetuità
Enel OGK-5	1.214	1,2%	13,0%	10 anni	Perpetuità
Slovenské elektrárne	697	1,2%	9,1%	10 anni	Perpetuità
Enel Romania ⁽⁶⁾	666	2,8%	9,8%	10 anni	Perpetuità
Enel Energia	579	0,8%	10,6%	10 anni	10 anni
Enel Green Power España	406	2,0%	8,3%	5 anni	16 anni
Enel Green Power North America	123	2,1%	7,8%	5 anni	21 anni
Enel Green Power Latin America	266	3,5%	9,2%	5 anni	30 anni
RusEnergSbyt	43	1,2%	15,6%	12 anni	
Nuove Energie	26	0,8%	9,8%	10 anni	19 anni
Enel Green Power France	25	2,0%	7,9%	5 anni	20 anni
Enel Green Power Portoscuso e altre minori	20	2,0%	10,9%	10 anni	16 anni
Enel Green Power Romania	13	2,9%	11,1%	5 anni	20 anni
Enel Green Power Bulgaria	5	2,5%	9,2%	10 anni	14 anni

(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 a 4,0% per i primi 10 anni dopo il periodo esplicito, seguito da una rendita perpetua al tasso di crescita pari a 1,2%.

(6) Comprende tutte le società operanti in Romania.

La seguente tabella espone i criteri utilizzati per la determinazione del valore d'uso per le CGU che presentano una perdita di valore.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾
al 31.12.2011					
Enel Green Power Hellas	70	2,2%	15,8%	10 anni	26 anni
Marcinelle Energie	26	1,4%	10,3%	25 anni	-

(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 pre-tax.

(3) Il valore del terminal value è stato stimato attraverso una rendita annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna.

L'avviamento attribuito alla CGU Marcinelle Energie è quello generato dall'acquisizione della partecipazione in Marcinelle Energie SA, la cui attività è la gestione dell'impianto CCGT in Belgio. In sede di *impairment test* sull'avviamento al 31 dicembre 2011, il *management* ha proceduto a svalutare, per un ammontare di 26 milioni di euro, l'avviamento attribuito alla CGU sulla base di un possibile

decremento delle prospettive di redditività del *business* operato.

Al 31 dicembre 2011 è stato altresì azzerato l'avviamento relativo alla CGU Enel Green Power Hellas. Tale svalutazione, di ammontare pari a 70 milioni di euro, è la conseguenza di un incremento del rischio Paese fattorizzato nel tasso di sconto.

17. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 6.011 milioni ed euro 11.505 milioni

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti

in vigore, nonché l'ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro	Incr./ (Decr.) con imputazione a Conto economico	Variazione area di consolidam.	Altri movimenti	Differenze cambio	Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	
	al 31.12.2010 <i>restated</i>					al 31.12.2011
Attività per imposte anticipate:						
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.154	(82)	-	107	2	- 1.181
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore con deducibilità fiscale differita	2.718	(187)	-	(158)	(7)	- 2.366
- perdite fiscalmente riportabili	133	(15)	4	(44)	(3)	- 75
- valutazione strumenti finanziari	415	9	-	240	(5)	- 659
- altre partite	1.597	261	-	(114)	(16)	2 1.730
Totale	6.017	(14)	4	31	(29)	2 6.011
Passività per imposte differite:						
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	9.247	(33)	-	(56)	(33)	- 9.125
- proventi a tassazione differita	29	(1)	-	-	-	- 28
- valutazione strumenti finanziari	216	37	-	93	-	- 346
- altre partite	1.844	270	(10)	(5)	(97)	4 2.006
Totale	11.336	273	(10)	32	(130)	4 11.505
Attività per imposte anticipate non compensabili						
						865
Passività per imposte differite non compensabili						
						4.018
Passività per imposte differite nette eccedenti anche dopo un'eventuale compensazione						
						2.341

Le "Attività per imposte anticipate" al 31 dicembre 2011 sono pari a 6.011 milioni di euro (6.017 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 1.138 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 sono sostanzialmente relative alle *holding* di partecipazioni site in Olanda per 697 milioni di euro.

Le "Passività per imposte differite", pari a 11.505 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (11.336 milioni di euro al 31 dicembre 2010) accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle

attività acquisite nette in sede di allocazione definitiva del costo delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi e la fiscalità differita sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni.

Si segnala che la modifica alla disciplina della c.d. "Robin Hood Tax" (art. 7 del decreto legge n. 138/2011 convertito in legge n. 148/2011), che ha comportato una estensione nell'applicazione e un contestuale incremento di aliquota (dal 6,5% al 10,5%) per il periodo d'imposta 2011-2013, ha generato un effetto positivo sulla fiscalità differita attiva netta del 2011, rilevato a Conto economico, pari a 163 milioni di euro.

18. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 1.085 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 31.12.2010 <i>restated</i>					al 31.12.2011	
SeverEnergia	300	19,6%	-	(3)	(8)	289	19,6%
Enel Rete Gas	149	19,9%	-	7	(25)	131	19,9%
Elica 2	166	30,0%	-	-	2	168	30,0%
LaGeo	87	36,2%	-	18	(14)	91	36,2%
Endesa Gas T&D (già Nubia 2000)	30	20,0%	-	(3)	2	29	20,0%
Elcogas	-	45,2%	-	6	(4)	2	45,3%
Tecnatom	22	45,0%	-	3	-	25	45,0%
CESI	15	25,9%	9	5	-	29	41,9%
Altre	264		(5)	63	(1)	321	
Totale	1.033		4	96	(48)	1.085	

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. Si segnala inoltre che Enel Distribuzione dispone di un'opzione di riacquisto ("*call option*") dell'80% del capita-

le 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.

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 31.12.2011						
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
Endesa Gas T&D (già Nubia 2000)	1.128	96	963	113	111	(16)
Elcogas	120	103	7	214	148	5
Tecnatom	57	61	33	29	102	5
CESI	47	82	17	45	59	9

Milioni di euro	Attività non correnti	Attività correnti	Passività non correnti	Passività correnti	Ricavi	Utili/ (Perdite)
al 31.12.2010						
SeverEnergia	2.314	131	378	569	-	25
Enel Rete Gas	1.830	256	1.095	255	397	19
Elica 2	10	3	-	2	-	-
LaGeo	249	65	5	21	96	34
Endesa Gas T&D (già Nubia 2000)	919	122	372	459	5	4
Elcogas	132	179	3	303	73	(47)
Tecnatom	56	44	26	26	82	5
CESI	45	74	18	42	82	10

19. Attività finanziarie non correnti - *Euro 6.325 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	2011-2010
Partecipazioni in altre imprese	993	1.036	(43)
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi Nota 26.3)	3.576	2.567	1.009
Contratti derivati	1.387	821	566
Accordi per servizi in concessione	317	195	122
Risconti attivi finanziari non correnti	52	82	(30)
Totale	6.325	4.701	1.624

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include partecipazioni valutate al *fair value* per 817 milioni di euro e, per la restante parte (176 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	<i>Fair value</i>	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2011			
Partecipazioni in altre imprese	817	791	19	7

In particolare, di seguito è esposta la movimentazione delle partecipazioni di livello 3.

Milioni di euro

Saldo al 1.1.2011	8
Utile/(Perdita) a Conto economico	-
Altri movimenti	(1)
Saldo al 31.12.2011	7

Il dettaglio delle partecipazioni in altre imprese è di seguito riportato.

Milioni di euro	Quota %		Quota %	
	al 31.12.2011		al 31.12.2010 <i>restated</i>	2011-2010
Bayan Resources	511	10,00%	500	10,00%
Terna	266	5,12%	325	5,12%
Echelon	11	7,36%	23	7,36%
Altre	205		188	-
Totale	993		1.036	(43)

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.

20. Altre attività non correnti - *Euro 506 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	2011-2010
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	85	142	(57)
Attività netta programmi del personale	97	112	(15)
Altri crediti	324	808	(484)
Totale	506	1.062	(556)

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono al 31 dicembre 2011 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. Gli "Altri crediti" includevano nel 2010 i crediti relativi al

rimborso degli oneri straordinari relativi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con misuratori elettronici. Tale credito è stato oggetto di riclassifica nelle "Attività finanziarie non correnti", per effetto delle disposizioni della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 29 dicembre 2011, ARG/elt n. 199/11, che stabilisce una nuova modalità di rimborso degli oneri straordinari (vedi Nota 26.3).

21. Rimanenze - *Euro 3.148 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	2011-2010
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
- combustibili	2.024	1.847	177
- materiali, apparecchi e altre giacenze	1.032	844	188
Totale	3.056	2.691	365
Immobili destinati alla vendita	82	87	(5)
Acconti	10	25	(15)
TOTALE	3.148	2.803	345

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. Includono inoltre, diritti di emissione di CO₂

per 293 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (314 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Gli immobili destinati alla vendita si riferiscono a unità residue del patrimonio immobiliare del Gruppo, costituite in massima parte da immobili a uso civile. Il decremento è sostanzialmente connesso alle vendite effettuate nel corso dell'esercizio.

22. Crediti commerciali - *Euro 11.570 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	2011-2010
Clienti:			
- vendita e trasporto di energia elettrica	8.756	10.343	(1.587)
- distribuzione e vendita di gas	1.353	1.788	(435)
- altre attività	1.353	264	1.089
Totale	11.462	12.395	(933)
Crediti commerciali verso imprese collegate	61	45	16
Crediti per lavori in corso su ordinazione	47	65	(18)
TOTALE	11.570	12.505	(935)

Il credito verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 1.661 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 1.349 milioni di euro.

Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro

Totale al 1° gennaio 2010	934
Accantonamenti	717
Utilizzi	(214)
Altri movimenti	(88)
Totale al 31 dicembre 2010 <i>restated</i>	1.349
Accantonamenti	519
Utilizzi	(449)
Altri movimenti	242
Totale al 31 dicembre 2011	1.661

I crediti commerciali non svalutati al 31 dicembre 2011 sono dettagliati per scadenza come segue.

Milioni di euro

Non scaduti	7.020
Scaduti:	
- da 0 a 6 mesi	2.618
- da 6 a 12 mesi	601
- da 12 a 24 mesi	559
- oltre 24 mesi	772
Totale al 31 dicembre 2011	11.570

23. Crediti tributari - *Furo 1.251 milioni*

I crediti tributari al 31 dicembre 2011 ammontano a 1.251 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente a crediti per imposte sul reddito per 542 milioni di euro (519 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e crediti per imposte indirette per 408 milioni di euro (448 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e crediti tributari sulla spesa pubblica per 222 milioni di euro (211 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

24. Attività finanziarie correnti - *Furo 10.466 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2011	a 31.12.2010 restato	2011/2010
Attività finanziarie correnti nel bilancio per prima			
Bilancio netto - variazioni dov.	7.954	10.992	(3.038)
Contratti derivati	2.400	246	1.505
Altre	92	84	8
Totale	10.466	11.922	(1.456)

Per la voce "Attività finanziarie correnti" che figura 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 - *Furo 2.135 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2011	a 31.12.2010 restato	2011/2010
Crediti verso Cassa Congiuglio Settore Elettrico e organismi assimilati	459	620	(161)
Crediti verso il personale	27	41	(14)
Crediti verso altri	985	1.289	(304)
Rate e rimborsi dovuti	150	216	(66)
Totale	2.135	2.176	(41)

I "Crediti verso Cassa Congiuglio Settore Elettrico e organismi assimilati" (in bilancio) consistono nel sistema Italia per 863 milioni di euro (979 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e nel sistema Spagna per 121 milioni di euro (151 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Tenuto conto anche della quota di capitale di lungo termine (55 milioni di euro) i crediti operativi verso Cassa Congiuglio Settore

Elettrico e organismi assimilati al 31 dicembre 2011 ammontano a 808 milioni di euro (924 milioni di euro al 31 dicembre 2010), a fronte di crediti per 2.782 milioni di euro (2.513 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'incremento di tale voce rispetto all'esercizio precedente è relativo all'adempimento crediti connessi con la concessione di finanziamento sul acquisto di energia elettrica.

23. Crediti tributari - *Euro 1.251 milioni*

I crediti tributari al 31 dicembre 2011 ammontano a 1.251 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente a crediti per imposte sul reddito per 512 milioni di euro (819 milioni di euro al 31 dicembre 2010), a crediti per imposte indirette per 406 milioni di euro (446 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e a crediti per imposte erariali e addizionali per 225 milioni di euro (211 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

24. Attività finanziarie correnti - *Euro 10.466 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 restated	2011-2010
Attività finanziarie correnti incluse nella posizione finanziaria netta (vedi Nota 26.4)	7.954	10.993	(3.039)
Contratti derivati	2.420	845	1.575
Altre	92	84	8
Totale	10.466	11.922	(1.456)

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 2.135 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 restated	2011-2010
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	959	630	329
Crediti verso il personale	41	41	-
Crediti verso altri	985	1.289	(304)
Ratei e risconti attivi operativi	150	216	(66)
Totale	2.135	2.176	(41)

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono i crediti relativi al sistema Italia per 833 milioni di euro (479 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e al sistema Spagna per 126 milioni di euro (151 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine (85 milioni di euro), i crediti operativi verso Cassa Conguaglio Settore

Elettrico e organismi assimilati al 31 dicembre 2011 ammontano complessivamente a 1.044 milioni di euro (772 milioni di euro al 31 dicembre 2010), a fronte di debiti per 2.782 milioni di euro (2.519 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'incremento di tale voce rispetto all'esercizio precedente è relativo ai maggiori crediti connessi ai meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica.

26.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - Euro 58.375 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 2011 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				
				al 31.12.2010			2013	2014	2015	2016	Oltre	
Obbligazioni:												
- tasso fisso quotate	2012-2097	25.042	25.251	21.224	1.168	23.874	1.863	462	2.724	3.689	15.136	
- tasso variabile quotate	2012-2031	6.521	6.559	6.690	1.067	5.454	88	1.251	1.472	1.182	1.461	
- tasso fisso non quotate	2012-2039	6.606	6.613	6.426	180	6.426	772	1.051	-	120	4.483	
- tasso variabile non quotate	2012-2032	1.765	1.765	1.915	58	1.707	59	61	63	64	1.460	
Totale		39.934	40.188	36.255	2.473	37.461	2.782	2.825	4.259	5.055	22.540	
Finanziamenti bancari:												
- tasso fisso	2012-2046	900	911	735	93	807	45	39	42	62	619	
- tasso variabile	2012-2035	10.514	10.562	13.962	3.128	7.386	641	2.158	657	1.178	2.752	
- uso linee di credito revolving	2012-2016	5.398	5.398	1.836	3.673	1.725	50	500	1.000	175	-	
Totale		16.812	16.871	16.533	6.894	9.918	736	2.697	1.699	1.415	3.371	
Preference share ⁽¹⁾ :												
- tasso variabile	2013	180	181	1.474	-	180	180	-	-	-	-	
Totale		180	181	1.474	-	180	180	-	-	-	-	
Finanziamenti non bancari:												
- tasso fisso	2012-2035	931	931	773	178	753	83	87	62	63	458	
- tasso variabile	2012-2029	518	518	404	127	391	85	64	41	41	160	
Totale		1.449	1.449	1.177	305	1.144	168	151	103	104	618	
TOTALE		58.375	58.689	55.439	9.672	48.703	3.866	5.673	6.061	6.574	26.529	

(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 520 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 31.12.2011		al 31.12.2010	al 31.12.2011	
Euro	40.608	40.824	38.699	3,50%	3,50%
Dollaro USA	8.795	8.822	8.444	5,86%	5,96%
Sterlina inglese	4.483	4.536	4.350	5,83%	5,87%
Peso colombiano	1.299	1.299	1.156	8,70%	8,70%
Real brasiliano	1.090	1.093	1.073	11,13%	11,13%
Peso cileno/UF	712	728	765	9,29%	12,73%
Sol peruviano	356	356	366	6,47%	6,47%
Rublo russo	335	335	220	7,50%	7,74%
Yen giapponese	314	314	184	2,43%	2,46%
Altre valute	383	382	182		
Totale valute non euro	17.767	17.865	16.740		
TOTALE	58.375	58.689	55.439		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subito un incremento per 1.027 milioni di euro. Tale variazione è attribuibile essenzialmente alle nuove emissioni in valuta diversa dall'euro e al generalizzato indebolimento dell'euro nei confronti delle maggiori valute. Si evidenzia, tuttavia, che tale variazione

è da intendersi essenzialmente figurativa in quanto originata, da un lato, dall'indebitamento espresso in valuta diversa dall'euro (peraltro coperto da analoghe operazioni di *cross currency interest rate swap*), dall'altro, dall'indebitamento delle società del Gruppo che hanno una moneta di conto diversa rispetto all'euro.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Movimenti obbligaz. proprie	Variazione area di consolidam.	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Valore nozionale
	al 31.12.2010						al 31.12.2011
Obbligazioni	36.512	(1.808)	(84)	-	5.224	344	40.188
Finanziamenti bancari	16.650	(4.763)	-	200	4.795	(11)	16.871
<i>Preference share</i>	1.500	(1.319)	-	-	-	-	181
Debiti verso altri finanziatori	1.177	(202)	-	19	467	(12)	1.449
Totale indebitamento finanziario	55.839	(8.092)	(84)	219	10.486	321	58.689

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2011 registra un incremento di 2.850 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010, a fronte di rimborsi per 8.092 milioni di euro, del riacquisto di obbligazioni proprie per 84 milioni di euro, della variazione del perimetro di consolidamento per 219 milioni di euro, di nuovi finanziamenti per 10.486 milioni di euro e di differenze di cambio per 321 milioni di euro.

In particolare, i rimborsi effettuati hanno riguardato:

- > prestiti obbligazionari per un importo di 1.808 milioni di euro, di cui:
 - 750 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel SpA, in scadenza nel mese di maggio 2011;
 - 300 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso da Endesa Capital, in scadenza a novembre 2011;
 - 195 milioni di euro relativi a un prestito obbligazio-

- nario a tasso fisso emesso da Slovenské elektrárne, in scadenza a giugno 2011;
- 120 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel OGC-5, in scadenza a settembre 2011;
 - 105 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Endesa Internacional BV, in scadenza a febbraio 2011;
 - > finanziamenti bancari per 4.763 milioni di euro, di cui:
 - 3.000 milioni di euro relativi a rimborsi volontari del *Credit Facility* 2007 e 2009, di cui 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012, 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014 e 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016;
 - 700 milioni di euro relativi ai rimborsi volontari anticipati di finanziamenti bancari a tasso variabile di Endesa, a seguito degli incassi del *deficit* tariffario;
 - 426 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari a tasso variabile di Endesa;
 - 637 milioni di euro relativi ad altri finanziamenti bancari in capo alle società del Gruppo giunti in scadenza nel corso del 2011;
 - > *preference share* emesse da Endesa Capital Finance, rimborsate volontariamente anche grazie all'incasso di parte dei crediti relativi al *deficit* tariffario spagnolo, per un valore nozionale pari a 1.319 milioni di euro;
 - > debiti verso altri finanziatori per 202 milioni di euro.
- La variazione di perimetro di consolidamento accoglie prevalentemente i finanziamenti bancari a lungo termine di Enel Unión Fenosa Renovables per un valore nozionale di 221 milioni di euro.
- Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del 2011, si segnalano le seguenti:
- > nel mese di gennaio 2011, un'emissione di prestiti obbligazionari in pesos colombiani da parte di Emgesa per un valore complessivo di 290 milioni di euro;
 - > nei mesi di marzo e giugno 2011, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, le emissioni obbligazionarie in capo a Enel Finance International nella forma di piazzamenti privati e pubblici (relativamente alla parte in franchi svizzeri), le cui caratteristiche sono di seguito indicate:
 - 150 milioni di euro a tasso fisso 5,6% con scadenza 2031;
 - 50 milioni di euro a tasso fisso 5,65% con scadenza 2030;
 - 150 milioni di franchi svizzeri a tasso fisso 2% con scadenza 2015;
 - 100 milioni di franchi svizzeri a tasso fisso 3% con scadenza 2020;
 - 11.500 milioni di yen a tasso fisso 1% con scadenza 2018;
 - > nei mesi di giugno e ottobre 2011, le emissioni di prestiti obbligazionari in real brasiliani da parte di Ampla e Coelce per un valore complessivo di 311 milioni di euro;
 - > in data 12 luglio 2011, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, l'emissione obbligazionaria in capo a Enel Finance International, destinata a investitori istituzionali per un controvalore complessivo di 1.750 milioni di euro, strutturata nelle seguenti due *tranche*:
 - 1.000 milioni di euro a tasso fisso 4,125% con scadenza 12 luglio 2017;
 - 750 milioni di euro a tasso fisso 5% con scadenza 12 luglio 2021;
 - > in data 24 ottobre 2011, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, l'emissione obbligazionaria in capo a Enel Finance International, destinata a investitori istituzionali per un controvalore complessivo di 2.250 milioni di euro, strutturata nelle seguenti due *tranche*:
 - 1.250 milioni di euro a tasso fisso 4,625% con scadenza 24 giugno 2015;
 - 1.000 milioni di euro a tasso fisso 5,750% con scadenza 24 ottobre 2018;
 - > in data 26 ottobre 2011, il tiraggio da parte di Enel Green Power International di un finanziamento erogato dalla Export Credit Agency del Governo danese per un importo pari a 112 milioni di euro;
 - > il maggiore utilizzo da parte di Enel SpA di linee di credito bilaterali per complessivi 2.000 milioni di euro;
 - > il maggiore utilizzo da parte di Slovenské elektrárne di linee di credito *revolving committed* per complessivi 440 milioni di euro;
 - > il tiraggio da parte di Enel Distribuzione di un finanziamento erogato dalla Banca Europea per gli Investimenti per un importo complessivo di 350 milioni di euro;
 - > il tiraggio da parte di Enel Distribuzione di un finanziamento erogato da Cassa Depositi e Prestiti con fondi della Banca Europea per gli Investimenti per un importo complessivo pari a 200 milioni di euro;
 - > il tiraggio da parte della Divisione Energie Rinnovabili di *leasing* finanziari per un importo complessivo di 138 milioni di euro;

- > il maggiore utilizzo da parte di Enel OGK-5 di linee di credito *revolving* per 120 milioni di euro;
- > l'emissione di un prestito obbligazionario in rubli russi da parte di Enel OGK-5 per un controvalore di 120 milioni di euro.

Inoltre, si evidenzia che la linea di credito sindacata di 10 miliardi di euro a 5 anni risulta essere utilizzata da Enel Finance International per un importo pari a 1.000 milioni di euro.

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2011 si segnalano:

- > in data 30 giugno 2011, la firma da parte di Slovenské elektrárne di una linea di credito bilaterale di 165 milioni di euro, in scadenza nel dicembre 2017;
- > nel corso del 2011, la rinegoziazione e firma di linee di credito *revolving* per un valore complessivo di 3.242 milioni di euro;
- > in data 23 novembre 2011, l'incremento del Programma

di Emissione *Global Medium Term Notes* da 25 miliardi a 30 miliardi di euro, che vede quali emittenti Enel SpA ed Enel Finance International e garanzia di Enel SpA;

- > in data 21 dicembre 2011, la firma da parte di Enel Green Power tramite ENROP – Eólicas de Portugal SA – con la Banca Europea per gli Investimenti di un *project finance* da 260 milioni di euro per la realizzazione di parchi eolici.

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, e i relativi *spread* creditizi.

Millioni di euro	Saldo contabile	Fair value	Saldo contabile	Fair value
	al 31.12.2011		al 31.12.2010	
Obbligazioni:				
- a tasso fisso	31.648	30.701	27.650	29.291
- a tasso variabile	8.286	7.874	8.605	8.789
Totale	39.934	38.575	36.255	38.080
Finanziamenti bancari:				
- a tasso fisso	900	851	735	728
- a tasso variabile	15.912	13.332	15.798	15.968
Totale	16.812	14.183	16.533	16.696
Preference share:				
- a tasso variabile	180	181	1.474	1.500
Totale	180	181	1.474	1.500
Debiti verso altri finanziatori:				
- a tasso fisso	931	957	773	792
- a tasso variabile	518	560	404	405
Totale	1.449	1.517	1.177	1.197
TOTALE	58.375	54.456	55.439	57.473

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 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	30.300	26.459	3.841
- a tasso variabile	7.161	7.942	(781)
Totale	37.461	34.401	3.060
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	807	702	105
- a tasso variabile	9.111	14.882	(5.771)
Totale	9.918	15.584	(5.666)
Preference share:			
- a tasso variabile	180	1.474	(1.294)
Totale	180	1.474	(1.294)
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	753	699	54
- a tasso variabile	391	282	109
Totale	1.144	981	163
TOTALE	48.703	52.440	(3.737)

Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine

Milioni di euro	Saldo contabile		
	al 31.12.2011	al 31.12.2010	2011-2010
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	1.348	1.191	157
- a tasso variabile	1.125	663	462
Totale	2.473	1.854	619
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	93	33	60
- a tasso variabile	6.801	916	5.885
Totale	6.894	949	5.945
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	178	74	104
- a tasso variabile	127	122	5
Totale	305	196	109
TOTALE	9.672	2.999	6.673

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (*covenant*) in capo alle società debitorici (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 Banca Europea per gli Investimenti (BEI) sia dalla Cassa Depositi e Prestiti, al *Credit Agreement* 2007, al *Credit Agreement* 2009, nonché 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 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 verifici un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno 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* 2007, 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 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 Go-

verno 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 *Credit Agreement* 2007 e 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 non deve eccedere 6 volte l'EBITDA consolidato su base annua;
- > 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 solo *Credit Agreement* 2009, a partire dal 2012, al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale) la clausola di "*gearing*" prevede che:

- (i) l'indebitamento finanziario netto del Gruppo non dovrà superare 4,5 volte il valore dell'EBITDA consolidato su base annua;

(ii) 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 verifici 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*" di 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 En-

desa, 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 verifici 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 4.799 milioni

Al 31 dicembre 2011 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 4.799 milioni di euro, regi-

strando un decremento di 3.410 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
	al 31.12.2011		al 31.12.2010 restated		2011-2010	
Debiti verso banche a breve termine	888	888	281	281	607	607
Commercial paper	3.204	3.204	7.405	7.405	(4.201)	(4.201)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	650	650	343	343	307	307
Altri debiti finanziari a breve termine	57	57	180	180	(123)	(123)
Indebitamento finanziario a breve	4.799	4.799	8.209	8.209	(3.410)	(3.410)

I debiti finanziari verso banche a breve termine ammontano a 888 milioni di euro. I debiti rappresentati da *commercial paper* si riferiscono alle emissioni in essere a fine dicembre 2011 nell'ambito del programma di 6.000 milioni di euro lanciato da Enel Finance International con la garanzia di Enel SpA, nonché al programma di Endesa

Internacional BV (oggi Endesa Latinoamérica) ed Enersis per un importo complessivo di 3.309 milioni di euro e al programma di Pagarés in capo a Sociedade Térmica Portuguesa SA per un importo di 45 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2011 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 3.204 milioni di

euro, dei quali 2.016 milioni di euro in capo a Enel Finance International e 1.188 milioni di euro in capo a Endesa Internacional BV (oggi Endesa Latinoamérica).

Il valore nozionale delle *commercial paper*, pari a 3.211 milioni di euro, è denominato in euro (per 2.967 milioni di euro), in dollari statunitensi (per un controvalore pari a

191 milioni di euro), in yen giapponesi (per un controvalore pari a 24 milioni di euro) e in franchi svizzeri (per un controvalore pari a 29 milioni di euro).

Le *commercial paper* emesse in divise diverse dall'euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di *currency swap*.

26.3 Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - Euro 3.576 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	2011-2010
Titoli detenuti sino a scadenza (<i>held to maturity</i>)	68	93	(25)
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al <i>fair value</i> con imputazione a Conto economico (<i>fair value through profit or loss</i>)	10	11	(1)
Titoli disponibili per la vendita (<i>available for sale</i>)	2	-	2
Crediti finanziari diversi	3.496	2.463	1.033
Totale	3.576	2.567	1.009

I "Titoli detenuti sino a scadenza" sono costituiti da obbligazioni.

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	<i>Fair value</i>	Livello 1	Livello 2	Livello 3
al 31.12.2011				
Titoli detenuti sino a scadenza (<i>held to maturity</i>)	68	68	-	-
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al <i>fair value</i> con imputazione a Conto economico (<i>fair value through profit or loss</i>)	10	10	-	-
Titoli disponibili per la vendita (<i>available for sale</i>)	2	2	-	-

I "Crediti finanziari diversi" includono, tra gli altri, al 31 dicembre 2011:

- > i crediti verso il fondo statale *decommissioning* slovacco per 568 milioni di euro (507 milioni di euro al 31 dicembre 2010);
- > i crediti vantati verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico per 591 milioni di euro e relativi al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con misuratori elettronici; tale credito è stato oggetto di riclassifica dalle "Altre attività non correnti", per effetto delle disposizioni della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica

e il gas del 29 dicembre 2011, ARG/elt n. 199/11. In particolare, quest'ultima stabilisce una nuova modalità di rimborso degli oneri straordinari, il cui gettito non è più basato sull'ordinario sistema perequativo, ma sarà garantito annualmente da Cassa Conguaglio Settore Elettrico, attraverso rimborsi che assicurano a Enel Distribuzione SpA la liquidazione periodica di ammontari predeterminati ed esigibili a date certe, lungo un arco temporale di 16 anni. Il nuovo meccanismo di rimborso prevede, inoltre, la facoltà di richiedere a Cassa Conguaglio Settore Elettrico la liquidazione anticipata, e a titolo definitivo, delle prime quattro annualità previste.

26.4 Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - Euro 7.954 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	2011-2010
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	5.632	9.290	(3.658)
Crediti per anticipazioni <i>factoring</i>	370	319	51
Titoli:			
- titoli valutati al <i>fair value</i> con imputazione a Conto economico (<i>fair value through profit or loss</i>)	-	8	(8)
- titoli disponibili per la vendita (<i>available for sale</i>)	51	56	(5)
- titoli detenuti sino a scadenza (<i>held to maturity</i>)	1	31	(30)
Crediti finanziari e <i>cash collateral</i>	1.076	718	358
Altri crediti finanziari	824	571	253
Totale	7.954	10.993	(3.039)

La voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" è costituita essenzialmente dal credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo per 5.379 milioni di euro (9.186 milioni di euro al 31 dicembre 2010); la variazione del periodo risente essenzialmente dei nuovi crediti maturati nel 2011 nonché degli incassi ottenuti (6.091 milioni di euro includendo gli effetti dei rimborsi

riferiti alla generazione extrapeninsulare) anche 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 della voce "Titoli" sopra commentata in base ai diversi livelli di *fair value*, così come individuati dalle modifiche all'IFRS 7.

Milioni di euro

	<i>Fair value</i>	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2011			
Titoli disponibili per la vendita (<i>available for sale</i>)	51	51	-	-
Titoli detenuti sino a scadenza (<i>held to maturity</i>)	1	1	-	-

26.5 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 7.015 milioni

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 160 milioni di euro (171 milioni

di euro al 31 dicembre 2010), essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	2011-2010
Depositi bancari e postali	5.947	5.158	789
Denaro e valori in cassa	1.068	6	1.062
Totale	7.015	5.164	1.851

27. Attività e passività possedute per la vendita - Euro 381 milioni ed euro 58 milioni

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2011 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro	al 31.12.2010 <i>restated</i>	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2011
Immobili, impianti e macchinari	1.017	(34)	(793)	59	249
Attività immateriali	45	(3)	(40)	(1)	1
Avviamento	258	(5)	(57)	(105)	91
Attività per imposte anticipate	15	-	(13)	(1)	1
Altre attività non correnti	26	3	(3)	(17)	9
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	83	5	(97)	14	5
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	174	2	(158)	7	25
Totale	1.618	(32)	(1.161)	(44)	381

Le attività possedute per la vendita al 31 dicembre 2011 ammontano a 381 milioni di euro e includono sostanzialmente le attività riferibili alla società Endesa Ireland nonché talune attività detenute da Endesa Generación, per 360 milioni. La "Riclassifica da/ad attività correnti e non" si riferisce prevalentemente a Enel Green Power Bulgaria, che nel corso del 2011 ha perso i requisiti per la classificazione secondo l'IFRS 5; tale effetto è solo parzialmente compensato dall'inclusione in tale voce delle attività di WISCO. Gli "Altri movimenti" includono l'*impairment* sull'avviamento di Endesa Ireland per 105 milioni di euro e gli investimenti effettuati prevalentemente in Irlanda. Al 31 dicembre 2010 la voce includeva alcune attività relative alle società bulgare, pari a 722 milioni di euro, talune attività detenute da Endesa in Irlanda e America Latina,

per 521 milioni, nonché le attività di Enel Unión Fenosa Renovables per 355 milioni di euro.

Le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2011 ammontano a 58 milioni di euro e includono le passività relative alle società Endesa Ireland e alcune passività detenute dalla società Endesa Generación per 54 milioni di euro, e altre passività riferibili a società minori. La voce includeva al 31 dicembre 2010 talune passività di Enel Unión Fenosa Renovables per 328 milioni nonché talune passività detenute in Irlanda e America Latina per 188 milioni.

Per quanto riguarda le passività possedute per la vendita, la movimentazione della voce nell'esercizio 2011 è di seguito riportata.

Milioni di euro	al 31.12.2010 <i>restated</i>	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2011
Finanziamenti a lungo termine	400	-	(399)	-	1
TFR e altri benefici al personale	4	-	(3)	-	1
Fondi rischi e oneri	62	-	(16)	(16)	30
Passività per imposte differite	30	-	(11)	-	19
Altre passività non correnti	32	-	(31)	(1)	-
Finanziamenti a breve termine	330	-	(329)	-	1
Debiti commerciali e altre passività correnti	140	3	(112)	(25)	6
Totale	998	3	(901)	(42)	58

Il decremento di tutte le voci di attività e passività possedute per la vendita rispetto al 31 dicembre 2010 risente sostanzialmente delle sopra citate attività e passività clas-

sificate nel 2010 come possedute per la vendita e oggetto di cessione nel corso del 2011.

28. Patrimonio netto totale - *Euro 54.440 milioni*

28.1 Patrimonio netto del Gruppo - *Euro 38.790 milioni*

Capitale sociale - *Euro 9.403 milioni*

Non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio 2011 *stock option* in base ai piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2011 (così come al 31 dicembre 2010) 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 2011, in base alle 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 – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 31,24% del capitale sociale), a Blackrock Inc. (con il 2,74% del capitale sociale, posseduto esclusivamente da parte di proprie controllate) e a Natixis SA (con il 2,66% del capitale sociale) – azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società.

Altre riserve - *Euro 10.348 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 120 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 49 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. La variazione dell'anno si riferisce all'effetto del riconoscimento della *bonus share* agli azionisti che hanno detenuto la partecipazione in Enel Green Power per un anno, così come previsto nell'offerta pubblica di sottoscrizione del 2010.

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 Elétrica Cabo Blanco).

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 15 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 direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Milioni di euro												
al 31.12.2010 <i>restated</i>					Variazioni					al 31.12.2011		
	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	1.340	456	884	(731)	-	-	(731)	(336)	(395)	609	120	489
Riserva da valutazione strumenti finanziari	48	80	(32)	(351)	74	55	(222)	(129)	(93)	(174)	(49)	(125)
Quota OCI di società collegate valutate a equity	24	24	-	(9)	-	-	(9)	(9)	-	15	15	-
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	1.412	560	852	(1.091)	74	55	(962)	(474)	(488)	450	86	364

28.2 Interessenze di terzi - Euro 15.650 milioni

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi suddivisa per Divisione.

Milioni di euro			
	2011	2010 restated	2011-2010
Iberia America Latina	11.528	11.959	(431)
Internazionale	1.958	1.839	119
Energie Rinnovabili	1.952	1.754	198
Generazione ed Energy Management	212	311	(99)
Altre minori	-	14	(14)
Totale	15.650	15.877	(227)

29. TFR e altri benefici ai dipendenti - Euro 3.000 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, mentre per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce ai benefici dovuti suc-

cessivamente 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 - 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.

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

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 ricon-

ciliazione di tali passività attuariali, al netto delle relative attività, con le passività rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2010.

Milioni di euro	2011					2010				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri	Totale
Variazioni nella passività attuariale										
Passività attuariale a inizio esercizio	3.175	1.750	225	119	5.269	2.938	1.789	182	110	5.019
Costo normale	25	14	2	34	75	31	17	2	12	62
Oneri finanziari	154	66	14	8	242	160	70	11	7	248
Erogazioni	(207)	(83)	(17)	(35)	(342)	(217)	(89)	(14)	(14)	(334)
<i>Curtailments/settlements</i>	(538)	(162)	-	(7)	(707)	-	-	-	-	-
Altri movimenti	25	3	1	71	100	(19)	(8)	-	-	(27)
(Utili)/Perdite attuariali	(161)	(88)	32	3	(214)	193	(30)	36	2	201
(Utili)/Perdite su cambi	(57)	-	(7)	(1)	(65)	93	1	8	2	104
Passività classificate per la vendita	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	(4)
Passività attuariale a fine esercizio	2.416	1.500	250	192	4.358	3.175	1.750	225	119	5.269
Variazioni delle attività a servizio dei piani										
<i>Fair value</i> delle attività all'inizio dell'esercizio	1.575	-	-	-	1.575	1.442	-	-	-	1.442
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani	93	-	-	-	93	104	-	-	-	104
Utili/(Perdite) attuariali	(75)	-	-	-	(75)	4	-	-	-	4
Contributi versati dalla società	153	83	17	20	273	155	89	14	13	271
<i>Curtailments/settlements</i>	(418)	-	-	-	(418)	-	-	-	-	-
Altri movimenti	21	-	-	-	21	22	-	-	-	22
(Utili)/Perdite su cambi	(48)	-	-	-	(48)	65	-	-	-	65
Benefici liquidati	(207)	(83)	(17)	(20)	(327)	(217)	(89)	(14)	(13)	(333)
<i>Fair value</i> a fine esercizio	1.094	-	-	-	1.094	1.575	-	-	-	1.575
Riconciliazione del valore contabile										
Passività attuariale netta	1.322	1.500	250	192	3.264	1.600	1.750	225	119	3.694
Perdite/(Utili) netti non riconosciuti	123	95	35	11	264	368	217	28	12	625
Passività riconosciuta nel bilancio	1.199	1.405	215	181	3.000	1.232	1.533	197	107	3.069

Si evidenzia inoltre che, con riferimento ai dipendenti Endesa in Spagna inclusi nell'accordo quadro del 25 ottobre 2000, essi partecipano a un piano pensionistico 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 al 31 dicembre 2011 a 1.094 milioni di euro, e delle perdite attuariali nette non riconosciute, pari a 264 milioni di euro.

Con riguardo alle attività a servizio dei piani, pari al 31 dicembre 2011 a 1.191 milioni di euro (di cui 1.094 milioni di euro a rettifica della passività per benefici pensionistici e 97 milioni di euro iscritti tra le attività finanziarie non correnti), il valore di mercato di tali attività si riferisce a beni

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

che si trovano in Spagna per il 52% (65% al 31 dicembre 2010) e in Brasile per il 48% (35% al 31 dicembre 2010).

Tali attività sono composte come di seguito esposto in termini percentuali.

% di composizione

	2011	2010
Azioni	22	25
Titoli a reddito fisso	70	69
Investimenti immobiliari e altro	8	6
Totale	100	100

Tali attività includono al 31 dicembre 2011 azioni od obbligazioni emesse da società del Gruppo Endesa per 17 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Il rendimento atteso delle attività è stato stimato tenendo conto delle previsioni sull'andamento dei 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 2011 è stato dell'1,34% in Spagna e del 13,47% in altri Paesi (0,4% in Spagna e -1,9% negli altri Paesi del 2010).

Nella seguente tabella è evidenziato l'impatto a Conto economico dei benefici ai dipendenti.

Milioni di euro	2011					2010				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri	Totale
Costo normale	25	14	2	34	75	31	17	2	12	62
Oneri finanziari	154	66	14	8	242	160	70	11	7	248
Rendimento atteso delle attività al servizio dei piani	(93)	-	-	-	(93)	(104)	-	-	-	(104)
Ammortamento (utili)/ perdite attuariali	54	26	22	2	104	19	22	1	(4)	38
(Utili)/Perdite da riduzione e/o estinzione dei piani	(18)	(152)	-	(5)	(175)	(11)	(7)	-	-	(18)
Altri movimenti	4	-	-	-	4	11	-	-	-	11
Totale	126	(46)	38	39	157	106	102	14	15	237

I costi per benefici ai dipendenti rilevati nel 2011 sono pari a 157 milioni di euro (237 milioni di euro nel 2010), di cui 149 milioni di euro per oneri netti di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari (144 milioni di euro nel 2010) e

8 milioni di euro rilevati tra i costi del personale.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti e delle attività al servizio dei piani sono evidenziate nella seguente tabella.

	2011				2010			
	Italia	Penisola iberica	America Latina	Altri	Italia	Penisola iberica	America Latina	Altri
Tasso di attualizzazione	4,70%	2,74%-4,66%	5,50%-10,50%	5,25%-8,64%	4,30%	2,49%-4,50%	5,50%-10,50%	4,50%-7,75%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,0%-4,0%	2,3%	0%-6,59%	2,50%-7,00%	2,0%-4,0%	2,3%	0%-6,35%	2,5%-7,50%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,00%	3,5%	3,00%-10,50%	-	3,00%	3,5%	3,00%-10,50%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	3,94%-5,21%	11,1%	-	-	2,87%-2,94%	12,1%	-

Al 31 dicembre 2011, se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati di 1 punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più alta di 14 milioni di euro con un impatto negativo complessivo a Conto economico, in termini di costo e oneri finanziari, per 1 milione di euro. Al 31 dicembre 2011, se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati

di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più bassa di 12 milioni di euro con impatto positivo a Conto economico, in termini di costo normale e oneri finanziari, per 1 milione di euro.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 33 milioni di euro.

30. Fondi rischi e oneri - Euro 7.831 milioni

Millioni di euro	Effetto a Conto economico	Variazione perimetro di consolidamento	Utilizzi e altri movimenti		
al 31.12.2010 <i>restated</i>				al 31.12.2011	di cui a breve termine
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:					
- decommissioning nucleare	3.020	34	-	(108)	2.946 35
- smantellamento e ripristino impianti	466	21	1	50	538 3
- contenzioso legale	896	101	-	(151)	846 61
- oneri emissioni CO ₂	12	(20)	-	11	3 3
- oneri su imposte e tasse	723	(116)	(5)	(256)	346 19
- altri	1.689	(11)	(6)	(68)	1.604 584
Totale	6.806	9	(10)	(522)	6.283 705
Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.220	(146)	(1)	(525)	1.548 477
TOTALE	9.026	(137)	(11)	(1.047)	7.831 1.182

Fondo per *decommissioning* nucleare

Il fondo per "*decommissioning* nucleare" si riferisce:

- > per 2.513 milioni di euro (2.618 milioni di euro al 31 dicembre 2010) agli impianti V1 e V2 a Jasklovske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce, e include il fondo per smaltimento scorie nucleari per 117 milioni di euro (196 milioni di euro al 31 dicembre 2010), il fondo per smaltimento combustibile nucleare esausto per 1.578 milioni di euro (1.571 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e il fondo smantellamento impianti nucleari per 818 milioni di euro (851 milioni di euro al 31 dicembre 2010); 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 433 milioni di euro (402 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel contratto tipo tra Enresa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia nel settembre del 2001, che regola l'iter di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleare.

L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Enresa della gestione dell'impianto (c.d. "*post-operational costs*").

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, a contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura.

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 2.307 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 1.313 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	2011-2010
Ratei e risconti passivi operativi	929	994	(65)
Altre partite	384	250	134
Totale	1.313	1.244	69

La voce al 31 dicembre 2011 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 12.931 milioni*

La voce, pari a 12.931 milioni di euro, accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.

34. Passività finanziarie correnti - *Euro 3.668 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	2011-2010
Passività finanziarie differite	796	711	85
Contratti derivati	2.645	776	1.869
Altre partite	227	185	42
Totale	3.668	1.672	1.996

Per la voce "Contratti derivati" si rimanda a quanto commentato nella Nota 6.4.

35. Altre passività correnti - Euro 8.907 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	2011-2010
Debiti diversi verso clienti	1.599	1.500	99
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	2.782	2.519	263
Debiti verso il personale	484	512	(28)
Debiti tributari diversi	888	717	171
Debiti verso istituti di previdenza	218	207	11
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	820	655	165
Altri	2.116	1.942	174
Totale	8.907	8.052	855

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 1.049 milioni di euro (882 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 dodici mesi.

I "Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico italiano per 1.797 milioni di euro (1.507 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e sul

mercato spagnolo per 985 milioni di euro (1.012 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

La voce "Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie" al 31 dicembre 2011 include principalmente le passività relative a Enel Distributie Muntenia per 661 milioni di euro (512 milioni di euro al 31 dicembre 2010), Enel Energie Muntenia per 115 milioni di euro (89 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e Marcinelle Energie per 43 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Tali passività, stimate al *fair value* e classificabili di livello 3, sono determinate in funzione delle condizioni di esercizio indicate nei relativi contratti; la variazione dell'esercizio ha comportato un incremento di pari valore nell'avviamento delle relative società controllate.

36. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Energetici e Gestore dei Mercati Energetici (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al Gestore dei Mercati Energetici, sono determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le transazioni riferite agli acquisti e alle vendite di ener-

gia elettrica effettuate con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

In particolare, le società della Divisione Mercato acquistano energia elettrica dall'Acquirente Unico e regolano con il Gestore dei Servizi Energetici i "Contratti per differenza" relativi all'assegnazione dell'energia CIP 6, oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della Rete Elettrica Nazionale a Terna, effettuano operazioni di compravendita di energia elettrica con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Uni-

co. Le società della Divisione Energie Rinnovabili operanti in Italia vendono energia elettrica al Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica.

Enel acquista inoltre da Eni, società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita. Tutte

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

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 2011 e intrattenuti nel corso dell'esercizio.

Milioni di euro	Parti correlate							Totale
	Acquirente Unico	GME	Terna	ENI	GSE	Poste Italiane	Altre	
Rapporti patrimoniali								
Crediti commerciali	75	836	362	9	73	-	57	1.412
Attività finanziarie correnti	-	-	1	-	-	-	-	1
Altre attività correnti	-	49	15	-	1	-	-	65
Debiti commerciali	1.139	600	466	141	651	101	69	3.167
Passività finanziarie correnti	1	-	1	-	-	-	-	2
Altre passività correnti	2	-	11	-	-	-	2	15
Rapporti economici								
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	1.259	4.431	890	440	319	-	54	7.393
Altri ricavi e proventi	-	-	207	-	-	-	1	208
Materie prime e materiali di consumo	6.096	2.741	346	489	-	-	100	9.772
Servizi	-	157	1.514	59	24	141	46	1.941
Altri costi operativi	2	-	5	-	-	-	14	21
Proventi netti da gestione rischio commodity	(8)	-	85	-	-	-	-	77
Proventi finanziari	-	-	22	-	-	-	-	22
Oneri finanziari	1	-	2	-	-	2	2	7

Si ricorda infine che, nell'ambito delle regole di *corporate governance* di cui si è dotato il Gruppo Enel, sono state previste le condizioni per assicurare che eventuali operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale. Sotto il profilo della correttezza sostanziale, al fine di garantire l'equità delle condizioni pattuite in occasione di operazioni con parti correlate e qualora ciò sia richiesto dalla natura, dal valore o da altre caratteristiche della singola operazione, si prevede che il Consiglio di Amministrazione si avvalga dell'assistenza di esperti indipendenti per la valutazione dei beni oggetto della singola operazione stessa e per lo svolgimento delle attività di consulenza finanziaria, legale o tecnica.

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 internet http://www.enel.com/it-IT/group/governance/principles/related_parts/) 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; essa ha sostituito, con effetto a fare data dal 1° gennaio 2011, il regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 19 dicembre 2006 in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate, le cui disposizioni hanno trovato applicazione fino al 31 dicembre 2010.

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Società collegate					Totale	Totale generale	Totale voce di bilancio	Incidenza %
SeverEnergia	Enel Rete Gas	Elica 2	CESI	Società minori				
1	18	2	-	40	61	1.473	11.570	12,7%
-	-	-	-	-	-	1	10.466	-
-	-	1	-	5	6	71	2.135	3,3%
-	73	-	29	35	137	3.304	12.931	25,6%
-	-	-	-	-	-	2	3.668	0,1%
-	-	-	-	-	-	15	8.907	0,2%
-	45	2	-	15	62	7.455	77.573	9,6%
-	-	-	-	-	-	208	1.941	10,7%
-	-	-	-	198	198	9.970	42.901	23,2%
-	283	-	15	48	346	2.287	14.440	15,8%
-	1	-	4	-	5	26	2.143	1,2%
-	-	-	-	-	-	77	272	28,3%
5	-	-	-	2	7	29	2.693	1,1%
-	-	-	-	-	-	7	5.717	0,1%

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 31.12.2011	
Garanzie prestate:	
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	4.766
Impegni assunti verso fornitori per:	
- acquisti di energia elettrica	54.708
- acquisti di combustibili	69.008
- forniture varie	3.153
- appalti	1.936
- altre tipologie	2.458
Totale	131.263
TOTALE	136.029

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 4.766 milioni di euro e includono per 500 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 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:

- > 2012: 53 milioni di euro;
- > 2013: 54 milioni di euro;
- > 2014: 54 milioni di euro;
- > 2015: 55 milioni di euro;
- > 2016: 55 milioni di euro.

Il *cash flow* previsionale dei contratti di *leasing* operativo sottoscritti da Endesa è il seguente:

- > 2012: 50 milioni di euro;
- > 2013-2014: 60 milioni di euro;
- > 2015 e seguenti: 211 milioni di euro.

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 31 dicembre 2011 a 54.708 milioni di euro, di cui 21.604 milioni di euro relativi al periodo 2012-2016, 11.692 milioni di euro relativi al periodo 2017-2021, 7.321 milioni di euro al periodo 2022-2026 e i rimanenti 14.091 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 2011 a 69.008 milioni di euro, di cui 38.100 milioni di euro relativi al periodo 2012-2016, 23.653 milioni di euro relativi al periodo 2017-2021, 5.758 milioni di euro al periodo 2022-2026 e i rimanenti 1.497 milioni di euro con scadenza successiva.

Le forniture varie includono, per 274 milioni di euro, gli impegni assunti relativamente all'accordo di collaborazione siglato con EDF il 30 novembre 2007 per la costruzione dell'impianto nucleare di Flamanville. Tale ammontare rappresenta la partecipazione di Enel, nella misura del 12,5%, alle spese di costruzione dell'impianto, il cui avvio si prevede per il 2012.

38. Passività e attività potenziali

Contenzioso in materia ambientale

Il contenzioso in materia ambientale riguarda, principalmente, l'installazione e l'esercizio di impianti elettrici di Enel Distribuzione. Enel Distribuzione è convenuta in vari giudizi, civili e amministrativi, nei quali vengono richiesti, spesso con procedure di urgenza, in via cautelare, lo spostamento o la modifica delle modalità di esercizio delle

porzioni di rete elettrica, da parte di coloro che risiedono in prossimità delle stesse, sulla base della presunta potenziale dannosità degli impianti, nonostante gli stessi, ad avviso delle società, siano stati installati nel rispetto della normativa vigente in materia. In alcuni casi sono state avanzate richieste di risarcimento dei danni alla salute asseritamente conseguenti all'esposizione ai campi elettromagnetici. L'esito dei giudizi è generalmente favorevole alla società. Il Tribunale di Grosseto, con ordinanza del febbraio 2008, ha riconosciuto che il rispetto dei limiti cautelativi di esposi-

zione ai campi elettrici e magnetici previsti dalla normativa vigente, in conformità agli studi più accreditati in materia e alle indicazioni emergenti a livello europeo, assicura la tutela della salute. Vi sono sporadici casi in cui si sono avute pronunce sfavorevoli, in sede cautelare, che, peraltro, sono state tutte oggetto di impugnativa. Allo stato attuale, nel merito non vi sono sentenze negative passate in giudicato e in nessun caso è stata accolta domanda di risarcimento danni alla salute, mentre in una sola pronuncia del febbraio 2008 (impugnata innanzi alla Corte di Appello competente) è stato riconosciuto un danno legato allo "stress" provocato dalla presenza dell'elettrodotto e dal timore dei possibili effetti negativi alla salute. La prossima udienza è fissata per il 9 luglio 2014.

Vanno segnalate anche le controversie concernenti i campi elettromagnetici delle cabine di media e bassa tensione poste all'interno di edifici, peraltro, a giudizio dei tecnici della società, sempre rispettosi dei limiti di induzione previsti dalla normativa nazionale; al riguardo, anche recenti decisioni hanno confermato che il rispetto della specifica vigente normativa assicura la tutela della salute.

Nell'agosto 2008 è stata pubblicata una sentenza della Corte di Cassazione (relativa a un elettrodotto di trasmissione a 380 kW "Forlì-Fano", non più di proprietà Enel) la quale, in contrasto con le attuali risultanze scientifiche in materia, ha ritenuto sussistente il nesso causale tra le cefalee lamentate da alcuni soggetti e l'esposizione ai campi elettromagnetici. Come si è avuto modo di riferire nelle precedenti relazioni, la situazione relativa al contenzioso ha avuto una progressiva evoluzione grazie al chiarimento del quadro legislativo intervenuto con la legge quadro sulla tutela dall'inquinamento elettromagnetico (n. 36 del 22 febbraio 2001), e del decreto di attuazione relativo agli elettrodotti (decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 luglio 2003). La normativa introdotta dai citati provvedimenti, infatti, ha armonizzato l'intera materia sul territorio nazionale. Tra l'altro, si è ancora in attesa dell'attuazione del programma, previsto dalla legge n. 36/2001, per il risanamento degli elettrodotti, con la possibilità di recupero integrale o parziale, tramite le tariffe, degli oneri sostenuti dai proprietari delle linee di trasmissione e distribuzione e delle cabine, secondo criteri che dovranno essere determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ai sensi della legge n. 481/1995, trattandosi di costi sopportati nell'interesse generale. Non è stato, infatti, ancora emanato il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, relativo alla determinazione dei criteri di elaborazione dei piani di risanamento degli elettrodotti (art. 4, comma 4, legge n. 36/2001), necessario per

la presentazione da parte dei distributori delle proposte di tali piani alle Regioni (art. 9, comma 2, legge n. 36/2001).

Con decreto del Direttore Generale per la salvaguardia ambientale del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare, il 29 maggio 2008 sono state approvate le procedure di misura e di valutazione dell'induzione magnetica, ai sensi dell'art. 5, comma 2, del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 luglio 2003, nonché con decreto del medesimo Ministero del 29 maggio 2008 sono state approvate le metodologie di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti, ai sensi dell'art. 4, comma 1, lett. h) della legge n. 36/2001.

Sono pendenti, infine, talune vertenze in materia urbanistica e ambientale, connesse con la costruzione e l'esercizio di alcuni impianti di produzione e di linee di distribuzione. L'esame di tali vertenze fa ritenere, in linea generale, come remoti eventuali esiti negativi. Per un numero limitato di giudizi non si possono tuttavia escludere esiti sfavorevoli le cui conseguenze potrebbero consistere, oltre che nell'eventuale risarcimento dei danni, nell'assunzione di oneri connessi alle modifiche degli impianti e alla loro temporanea indisponibilità.

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 alle emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle. La sentenza ha condannato gli imputati in solido con Enel, quale responsabile civile, al risarcimento dei danni in favore di 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 stato rimesso a un successivo giudizio civile, liquidando – a titolo di "provvisoria" – circa 2,5 milioni di euro complessivi.

La sentenza del Tribunale di Adria è stata appellata e, in data 12 marzo 2009, la Corte d'Appello di Venezia ha riformato parzialmente detta sentenza, assolvendo per non aver commesso il fatto gli ex Amministratori ed escludendo il danno ambientale, disponendo la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisoria. Avverso detta favorevole sentenza di appello hanno ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale sia le parti civili costituite in tale sede. Con sentenza dell'11 gennaio 2011 la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso, annullando la sentenza della Corte d'Appello di Venezia e rinviando alla stessa Corte d'Appello in sede civile per le statuizioni in tema di risarcimento del danno e riparto dello stesso tra gli imputati. Si precisa che, con riferimento alle somme liquidate a favore di alcuni enti pubblici, la Società 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 di Appello di Venezia, il risarcimento del danno conseguente alle emissioni della centrale di Porto Tolle. La richiesta del presunto risarcimento del danno patrimoniale e ambientale 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, e all'udienza del 22 novembre 2011 la causa è stata rimandata ulteriormente.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al *black-out* del 28 settembre 2003

In relazione al *black-out* del 28 settembre 2003, sono state presentate 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. In primo grado tali giudizi si sono conclu-

si per circa due terzi con sentenze a favore dei ricorrenti, mentre i giudici di Tribunale che si sono pronunciati in sede di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione, motivando sia in relazione alla carenza di prova dei danni denunciati, sia riconoscendo l'estraneità della società all'evento. Le poche sentenze sfavorevoli a Enel Distribuzione sono state tutte impugnate davanti alla Corte di Cassazione, che si è sempre pronunciata a favore di Enel, confermando il primo orientamento già emesso con le ordinanze (nn. 17282, 17283 e 17284) del 23 luglio 2009, che, accogliendo i ricorsi e rigettando le domande dei clienti, ha escluso tassativamente la responsabilità di Enel Distribuzione.

Nel mese di maggio 2008 Enel ha notificato alla Compagnia assicuratrice (Cattolica) un atto di citazione volto ad accertare il diritto a ottenere, a norma di polizza, il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli.

L'assicurazione Cattolica, nel costituirsi in giudizio, ha chiamato in causa vari riassicuratori, tra cui Enel.Re. Integrato il contraddittorio, Enel.Re ha riconosciuto fondata la pretesa di Enel SpA, mentre altre società riassicuratrici, tra cui la Zurigo, ne hanno contestato la pretesa. La causa verrà chiamata dinanzi al Tribunale di Roma all'udienza del 24 gennaio 2013 per la precisazione delle conclusioni.

Molti dei giudizi del *black-out* sono tuttora pendenti nonostante l'intervenuto orientamento favorevole della Cassazione, in parte per la difficoltà delle cancellerie di taluni Tribunali di pubblicare le decisioni già assunte e in parte per il notevole carico di lavoro dei singoli uffici che rallenta la decisione dei giudici.

A novembre 2011 i giudizi pendenti risultano ridotti a circa 50.000 per effetto delle sentenze passate in giudicato nonché delle rinunce alle azioni da parte degli attori e/o riunioni di procedimenti, mentre il flusso di nuove azioni si è sostanzialmente interrotto a seguito del consolidamento degli orientamenti favorevoli a Enel sia dei giudici di appello sia della Cassazione.

Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta

Con sentenza n. 2507/2010, il 3 maggio 2010 il Consiglio di Stato ha accolto l'appello dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) avverso la sentenza n. 321/08 del 13 febbraio 2008 con cui il TAR Lombardia aveva annullato la delibera n. 66/07. Con quest'ultimo provvedimento l'AEEG aveva irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione. Enel Distribuzione ha presentato ricorso per ottenere la revocazione del suddetto provvedimento innanzi al Consiglio di Stato, che si è pronunciato con sentenza di rigetto in data 24 febbraio 2011. È ancora pendente invece il ricorso proposto in data 29 ottobre 2010 dinanzi alla Corte Europea dei Diritti dell'Uomo di Strasburgo. 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. L'accoglimento del ricorso comporterebbe la condanna nei confronti dello Stato italiano a un risarcimento commisurato all'importo versato con la sanzione pagata.

Contenzioso Finmek/Enel.Factor

In data 29 aprile 2009 Enel.Factor è stata convenuta in giudizio davanti al Tribunale di Padova da Finmek SpA, società in amministrazione straordinaria. Il contenzioso trae origine da un contratto di *factoring* che prevedeva la cessione dei crediti da Finmek a Enel.Factor, relativi a un contratto di fornitura di contatori elettronici per la telelettura dei consumi, sottoscritto da Enel Distribuzione e Finmek. Le suddette cessioni di credito hanno avuto inizio nel 2001 e sono proseguite fino al mese di aprile del 2004, quando Finmek SpA è stata ammessa alla procedura di Amministrazione straordinaria. Finmek, con l'atto di citazione, ha chiesto l'accertamento sia dell'inopponibilità delle cessioni di credito effettuate tra il 7 maggio 2003 e il 23 marzo 2004 sia la revoca e/o l'inefficacia delle cessioni di credito nello

stesso periodo. L'ammontare complessivo della richiesta di Finmek è pari a circa 50 milioni di dollari statunitensi. La prossima udienza è fissata al 13 marzo 2012 per l'esame della Consulenza Tecnica d'Ufficio.

Evoluzione del Procedimento Penale dinanzi al Tribunale di Milano e delle pronunce della Corte dei Conti su ex dirigenti

Nel febbraio 2003 la Procura della Repubblica di Milano avviò un procedimento a carico di ex Amministratori e dirigenti della società Enelpower nonché terzi, per vari illeciti compiuti in danno della società, consistenti, tra l'altro, nella percezione di pagamenti da parte di fornitori per l'aggiudicazione di talune commesse. Nel gennaio 2008 il Giudice per le indagini preliminari ha ammesso la costituzione di parte civile delle società Enel SpA, Enelpower SpA ed Enel Produzione SpA. Il 27 aprile 2009 il Giudice per le indagini preliminari ha pronunciato sentenza di patteggiamento per alcuni imputati, mentre i due ex Amministratori di Enel Produzione e di Enelpower nonché il dirigente di Enelpower sono stati rinviati a giudizio dinanzi al Tribunale di Milano. Apertosi il dibattimento nel gennaio del 2010, il giudice ha pronunciato, in data 20 aprile 2010, sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione nei confronti di alcuni imputati, tra cui gli ex Amministratori e dirigenti imputati per i reati di corruzione e appropriazione indebita. Il processo continuato nei confronti degli stessi imputati per il reato di associazione a delinquere si è concluso in primo grado il 20 settembre 2011, con sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione, ed Enelpower, Enel Produzione ed Enel SpA si stanno adoperando per recuperare in sede civile i danni cagionati dall'associazione per delinquere degli ex dirigenti.

In esito alla suddetta estinzione dei reati per prescrizione e alla sentenza delle Sezioni Unite della Corte di Cassazione del 19 dicembre 2009 n. 26806/09 – che ha dichiarato il difetto di giurisdizione della Corte dei Conti – le società Enel, Enelpower ed Enel Produzione hanno avviato, avanti ai Tribunali di Monza e di Udine, due azioni civili di risarcimento, in via extracontrattuale, del danno cagionato dalle medesime condotte illecite oggetto di accertamento

nell'ambito del giudizio contabile e penale nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti Enel. Inoltre, Enel Produzione ed Enelpower hanno promosso azioni revocatorie nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti, ottenendo l'inefficacia di alcuni atti di dismissione di cespiti. A seguito di tali procedimenti è stato sottoscritto con l'ex Amministratore di Enel Produzione un accordo transattivo in data 25 maggio 2011, in virtù del quale Enel ha ottenuto a titolo di risarcimento danni, anche nell'interesse delle altre società del Gruppo coinvolte, la complessiva somma di 2 milioni di euro e la rinuncia da parte dell'ex Amministratore alla pretesa di ottenere il pagamento del controvalore delle *stock option* per cui pendeva giudizio dinanzi al Giudice del Lavoro, per un importo di oltre 4 milioni di euro. Le società del Gruppo Enel per effetto dell'accordo hanno revocato, nei soli confronti dell'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione, la costituzione di parte civile nel procedimento penale menzionato precedentemente e hanno rinunciato alle azioni revocatorie ed esecutive avviate nei suoi confronti.

Infine, con riferimento alla costituzione di Enelpower nel giudizio in sede di appello per riciclaggio a carico dell'ex Amministratore Delegato e dell'ex dirigente di Enelpower dinanzi alle autorità giudiziarie svizzere, con sentenza notificata l'8 novembre 2011 la Corte di diritto penale del Tribunale Federale svizzero, per quanto riguarda le pretese formulate dalle parti civili, ha confermato la decisione del Tribunale Penale Federale di Bellinzona, rilevando che essendo le stesse già costituite in Italia per il medesimo danno, è preclusa la possibilità di pretendere il risarcimento in Svizzera. Enelpower si sta adoperando per richiedere una revisione di tale sentenza. Sempre in Svizzera, Enelpower ha ottenuto il sequestro conservativo delle somme depositate su conti correnti svizzeri dei suddetti indagati.

Contenzioso BEG

Tale contenzioso ha un doppio binario, uno in Italia e l'altro in Albania. Per quanto riguarda il filone italiano, con sentenza del 20 ottobre 2010 la Corte di Cassazione italiana ha confermato le decisioni della Corte d'Appello di Roma del 7 aprile 2009, che aveva rigettato integralmente l'impugnativa proposta da BEG avverso il lodo arbitrale del 6 dicembre 2002 a lei sfavorevole. La suddetta pronuncia della Corte di Cassazione riguarda la nota vicenda relativa al giudizio promosso dinanzi alla Camera Arbitrale di Roma da BEG SpA, nel novembre 2000, nei confronti di Enelpower,

in relazione al presunto inadempimento di un contratto di collaborazione per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania, retto dalla legge italiana. In particolare, BEG chiese la condanna di Enelpower al risarcimento di danni per circa 120 milioni di euro; il collegio arbitrale decise che nessun inadempimento vi è stato da parte di Enelpower.

In Albania, con sentenza del 7 marzo 2011 pronunciata in Camera di Consiglio, la Corte di Cassazione albanese ha rigettato l'impugnativa proposta da Enelpower ed Enel SpA avverso la sentenza della Corte d'Appello albanese che, in data 28 aprile 2010, confermando la decisione di primo grado del Tribunale di Tirana, aveva attribuito ad Albania BEG Ambient (controllata di BEG) un risarcimento per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e un risarcimento, sempre per asserita responsabilità extracontrattuale, per gli anni successivi non quantificato. Albania BEG Ambient, con lettera del 26 aprile 2011, richiamando le sentenze albanesi di cui sopra, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro.

A tale richiesta Enelpower ed Enel SpA hanno replicato, rispettivamente in data 28 e 29 aprile 2011, contestando radicalmente la legittimità della pretesa sia nell'an sia nel *quantum* e hanno promosso, avanti la Corte di Cassazione albanese, istanza di revocazione avverso la decisione di primo grado del Tribunale di Tirana, per contrasto con il giudicato formatosi a seguito della sentenza della Corte di Cassazione italiana. In sede di revocazione la Corte di Cassazione Albanese, con sentenza del 17 giugno 2011, comunicata il 7 luglio, ha confermato la pronuncia di primo grado. Enel ed Enelpower hanno quindi presentato ricorso alla Corte Europea dei Diritti dell'Uomo contro la Repubblica di Albania per violazione del diritto all'equo processo e del principio di legalità, volto a ottenere la condanna della Repubblica di Albania alla riparazione nella forma della *restitutio in integrum* e al risarcimento dei danni patrimoniali e non patrimoniali subiti da Enel ed Enelpower anche in relazione alle somme che dovessero eventualmente essere costrette a corrispondere in forza della sentenza della Corte Suprema della Repubblica di Albania del 7 marzo 2011.

Inoltre, in Italia prosegue il giudizio intrapreso da Enelpower ed Enel SpA nei confronti di BEG SpA 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 il 6 dicembre 2002, facendo agire la controllata Albam, in Albania, contro Enelpower ed Enel. Con tale azione, Enelpower ed Enel chiedono la condanna di BEG a risarcire il danno arrecato

a Enelpower (a titolo contrattuale ed extracontrattuale) e a Enel (a titolo extracontrattuale) in misura pari alla somma che l'una e/o l'altra potrebbero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient in caso di esecuzione delle sentenze rese dalla giurisdizione albanese. La prossima udienza è fissata al 22 marzo 2012.

Estensione dell'applicazione dell'Imposta Comunale sugli Immobili ("ICI")

Con l'art. 1 *quinquies* del decreto legge del 31 marzo 2005, n. 44 — "recante disposizioni urgenti in materia di enti locali" — aggiunto in sede di conversione dalla legge 31 maggio 2005, n. 88, è stato previsto che l'art. 4 della legge catastale, approvata con regio decreto legge del 13 aprile 1939, n. 652, si interpreta, limitatamente alle centrali elettriche "nel senso che i fabbricati e le costruzioni stabili sono costituiti dal suolo e dalle parti a esso strutturalmente connesse, anche in via transitoria, cui possono accedere, mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso".

Si fa notare che la Commissione Tributaria Regionale (CTR) dell'Emilia Romagna, con ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13 luglio 2006, aveva rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1 *quinquies* citato, ritenendola rilevante e non manifestamente infondata.

Il 20 maggio 2008 è stata emessa dalla Corte Costituzionale la sentenza n. 162/2008 che ha ritenuto di considerare prive di fondamento le questioni sollevate dalla CTR dell'Emilia Romagna e ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa, i cui principali effetti per il Gruppo sono:

- > rilevanza del valore delle "turbine" nella valutazione catastale degli impianti;
- > possibilità, da parte degli Uffici Locali del Territorio, di rettificare senza un termine di decadenza le rendite proposte da Enel.

Nella sentenza è stato, altresì, affermato che "... il principio per cui alla determinazione della rendita catastale concorrono gli elementi costitutivi degli opifici ... anche se fisicamente non incorporati al suolo vale per tutti gli immobili di cui all'articolo 10 del regio decreto legge n. 652 del 1939" e non solo per centrali elettriche.

Segnaliamo, infine, che nessun criterio valutativo risulta essere stato introdotto sinora per i beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, né in relazione al metodo di valutazione né in relazione alla effettiva individuazione dell'oggetto di valutazione, e la sentenza predetta non sembra fornire alcun indirizzo in merito.

Enel Produzione ed Enel Green Power, pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continueranno a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio a queste parti d'impianto, ma hanno comunque provveduto all'adeguamento del Fondo rischi e oneri in misura adeguata a contrastare l'eventuale rischio di totale soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti. Non hanno però ritenuto di dover effettuare ulteriori accantonamenti che tenessero conto di eventuali effetti retroattivi della norma sulle proposte di rendite sinora non oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio e che comunque per la maggior parte riguarderebbero impianti di minori dimensioni.

Spagna

Nel marzo del 2009 la società Josel SL ha proposto un giudizio contro Endesa Distribución Eléctrica 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.

In data 19 maggio 2009 l'Ayuntamiento de Granadilla de Abona ha notificato a Endesa una sanzione di 72 milioni di euro per la costruzione della Centrale Generadora de Ciclo Combinato 2 di Granadilla. In data 13 luglio 2009 Endesa ha presentato ricorso innanzi al tribunale amministrativo contro tale sanzione. Il 18 settembre 2009 è stata inoltre ottenuta in via cautelare la sospensione del pagamento della sanzione. In data 1° settembre 2010 si è aperta la fase istruttoria. Con sentenza del 12 settembre 2011 il ricorso di Endesa è stato accolto.

Brasile

Nel 2005 l'Amministrazione tributaria brasiliana ha notificato ad Ampla un accertamento tributario che è stato oggetto di specifica impugnazione. L'Amministrazione tributaria ritiene che il regime tributario speciale, che esonera la tassazione in Brasile degli interessi percepiti dai sottoscrittori di una emissione di *Fixed Rate Notes* realizzata da Ampla nel 1998, non sia applicabile. Il 6 dicembre 2007 Ampla ha ottenuto giudizio favorevole nel secondo grado di giudizio amministrativo contro il quale la *"Hacienda Publica"* brasiliana ha presentato un ricorso speciale al Consiglio Superiore dei Ricorsi Fiscali. Il valore della causa è di circa 325 milioni di euro.

Nel corso del 2002 lo Stato di Rio de Janeiro ha stabilito che l'ICMS (*Impuesto a la Circulación de Mercaderías y Servicios*) dovrebbe essere determinato e pagato nei giorni 10, 20, 30 del medesimo mese in cui l'imposta è maturata; tuttavia Ampla ha continuato a pagare tale imposta in conformità al sistema precedente (fino al quinto giorno del mese successivo). Nonostante un accordo informale con lo Stato di Rio de Janeiro e due leggi di condono fiscale, nell'ottobre del 2004 Ampla ha ricevuto una multa per ritardato pagamento dell'ICMS, avverso la quale la società ha presentato ricorso. Il giudizio di primo grado è stato favorevole allo Stato di Rio de Janeiro e Ampla ha ricorso in appello, rigettato il 26 agosto 2010. Ampla ha dunque presentato un ulteriore ricorso, questa volta davanti al *"Consejo Pleno de Contribuyentes"* dello Stato di Rio de Janeiro, che è tuttora pendente. Il valore della causa è di circa 68 milioni di euro.

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. Nel marzo 2009 il tribunale brasiliano ha accolto tale domanda e Ampla e lo Stato di Rio de Janeiro hanno presentato i rispettivi appelli. Nel dicembre 2009 la Corte adita ha accolto gli appelli. Avverso tale decisione è stato proposto dalla società di costruzioni ricorso innanzi alla Corte di Cassazione che ha rigettato la domanda. La società di costruzioni ha quindi

proposto un nuovo ricorso (*"de Agravo Regimental"*) dinanzi al *Superior Tribunal de Justiça do Brasil*, che è stato respinto a fine agosto 2010 per essere stato proposto senza motivo. A seguito di tale decisione, la stessa società ha richiesto un *"mandado de segurança"*, al fine di ottenere dal giudice una dichiarazione del presunto diritto della società di costruzioni al recupero di quanto reclamato. Il citato *"mandado de segurança"* è stato rigettato nel giugno 2011; nonostante ciò Meridional ha presentato un nuovo ricorso al *Superior Tribunal de Justiça* a Brasilia. Il valore della causa è di circa 317 milioni di euro.

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.

Per analoghe ragioni anche la società Furnas nel giugno 2010 ha presentato una domanda giudiziale per la mancata consegna di energia elettrica da parte di CIEN chiedendo la corresponsione di circa 235 milioni di euro, oltre i danni da quantificare. 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

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 corrispettivo complessivo è risultato pari a 281 milioni di euro e comporterà per Enel una plusvalenza su base consolidata di 178 milioni di euro, al netto degli oneri accessori. Il quantitativo venduto è pari al totale della partecipazione attualmente 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. 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*.

ai risparmiatori *retail*. Nel corso dell'offerta, Enel ha aumentato il valore nominale dell'offerta, inizialmente prevista 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), il tasso di interesse nominale annuo lordo è pari al 4,875%, mentre l'emissione è avvenuta a un prezzo pari al 99,95% del loro valore nominale. Gli interessi maturati saranno corrisposti agli investitori annualmente in via posticipata.

Le obbligazioni a tasso variabile (con scadenza 20 febbraio 2018) sono invece fruttifere di interessi che saranno corrisposti agli investitori semestralmente in via posticipata e calcolati al tasso variabile 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.

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 del 18,375% di un *mineral interest* relativo alla licenza esplorativa per il perimetro Isarene dalla società irlandese Petroceltic International è divenuto pienamente efficace ed Enel Trade ha corrisposto a Petroceltic, a titolo di prezzo di acquisto, un corrispettivo iniziale di circa 100 milioni di dollari statunitensi.

Partnership tra Enel Distribuzione e General Electric

In data 27 febbraio 2012 General Electric, una delle più grandi aziende diversificate del mondo, ed Enel Distribuzione, società che gestisce oltre l'85% della rete elettrica di distribuzione italiana, hanno raggiunto un accordo di *partnership* strategica che avrà durata fino al 31 dicembre 2014, finalizzato allo sviluppo progetti di efficienza energetica e riduzione delle emissioni di CO₂ su tutto il territorio nazionale. L'approccio integrato ai progetti, 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 attuare con efficacia operativa interventi complessi su clienti specifici. Le due aziende avvieranno al più presto i primi progetti per dif-

Emissione obbligazionaria sul mercato *retail* italiano

In data 13 febbraio 2012 si è chiusa l'offerta pubblica delle obbligazioni Enel a tasso fisso e a tasso variabile riservate

fondere 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*.

Aggiornamento del *rating* di 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 comuni-

cato 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 attuando 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.

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 2011.

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 succes-

sivamente 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, facendone 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 31.12.2010	Opzioni decadute fino al 31.12.2010	Opzioni decadute nel 2011	Opzioni esistenti al 31.12.2011
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 prevista 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 ricondu-

cibili 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 2011 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 2009, 2010 e 2011 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 2009	8.019.779 ⁽¹⁾
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2009	-
Opzioni decadute al 31 dicembre 2009	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2009	8.019.779 ⁽¹⁾
Opzioni decadute nel 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⁾
<i>Fair value</i> 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 ciascu-

na 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.

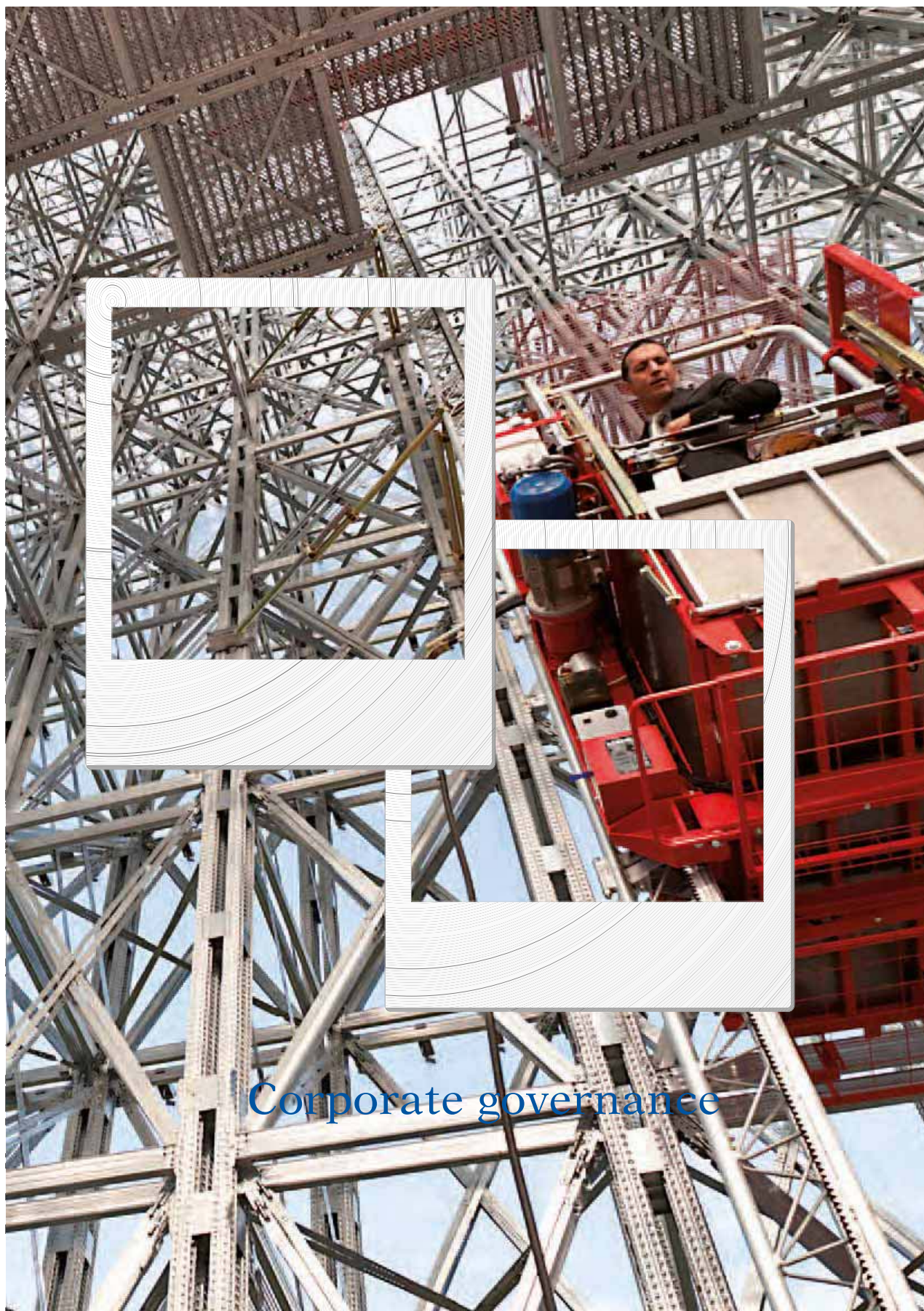
Per quanto riguarda il residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, si è accertato che anche nel corso del triennio 2008-2010 risulta essere stato conseguito il c.d. "obiettivo cancello" concernente il superamento dell'EBITDA di Gruppo, mentre la *performance* dell'a-

zione 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 2009 (pari al 100% del quantitativo base di RSU non decadute)	1.755.325
di cui esercitabili al 31 dicembre 2009	887.662
RSU decadute nel 2010	9.648
RSU esercitate nel 2010	472.588
Nuove RSU assegnate e divenute esercitabili in forza della "clausola di recuperabilità" (applicabile al primo 50% del quantitativo base di RSU)	77.950
Nuove RSU assegnate e divenute esercitabili con riferimento al residuo 50% del quantitativo base di RSU	176.667
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
Fair value alla data di assegnazione (euro)	3,16
Fair value al 31 dicembre 2011 (euro)	3,70
Scadenza <i>restricted share units</i>	Dicembre 2014



Corporate governance

PAGINA BIANCA

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 principi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate promosso da Borsa Italiana, pubblicato nel marzo 2006 ⁽¹⁾ (nel prosieguo, per brevità, il "Codice di Autodisciplina"), e alle modifiche in materia di remunerazione degli Amministratori apportate all'art. 7 del Codice stesso nel marzo 2010 ⁽²⁾. 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 2011 è stata pubblicata una nuova edizione del Codice di Autodisciplina, che

apporta alcune rilevanti modifiche e integrazioni alla edizione del marzo 2006. Coerentemente con la disciplina transitoria che caratterizza tale nuova edizione, Enel provvederà a recepire nel corso del 2012 le nuove raccomandazioni in essa contenute, dandone informativa con la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari che sarà pubblicata nel 2013.

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 2011 (e ancora alla data della presente relazione) il capitale sociale di Enel ammontava a euro 9.403.357.795, suddiviso in al-

trettante azioni ordinarie da nominali euro 1 ciascuna.

Dal mese di novembre 1999 le azioni della Società risultano quotate presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana.

(1) Disponibile sul sito internet di Borsa Italiana all'indirizzo:

http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/ufficio-stampa/comunicati-stampa/2006/codiceautodisciplina_pdf.htm

(2) Pubblicate parimenti sul sito internet di Borsa Italiana all'indirizzo:

http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/regolamenti/corporategovernance/corpgovart7_pdf.htm

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 nessun soggetto – a eccezione 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 2,74% del capitale sociale a titolo di gestione del risparmio – risulta partecipare al capitale di Enel in misura superiore al 2%, 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 alla fine del 2011 anche Natixis SA, in base alle risultanze del libro dei soci di Enel, risultava in possesso di una partecipazione pari al 2,66% del capitale sociale, che risulta essersi ridotta al di sotto della soglia del 2% nel corso del mese di gennaio 2012.

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, secondo quanto disposto 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'oggetto 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 articoli 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 principi 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 principi 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 (ancora in corso di conversione in legge alla data della presente relazione) 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 decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri sono individuati le reti e gli impianti, i beni e i rapporti di rilevanza

strategica per il settore dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni. Tali decreti formano oggetto di aggiornamento almeno ogni tre anni.

È quindi previsto che qualsiasi delibera, atto od operazione, adottata 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 (ovvero al Ministero dell'Economia e delle Finanze, ove si tratti di società da quest'ultimo partecipate) 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 di minaccia effettiva 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, ogniquale volta 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 (ovvero al Ministero dell'Economia e delle Finanze, ove si tratti di società da quest'ultimo partecipate). Qualora tale acquisto comporti una minaccia effettiva di grave pregiudizio per gli interessi pubblici relativi alla sicurezza e al funzionamento delle reti e degli impianti e alla continuità degli approvvigionamenti, 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; 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 principi 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 essi 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.

Ove il decreto legge n. 21/2012 dovesse essere convertito in legge secondo l'attuale formulazione, a decorrere dalla data di entrata in vigore del primo dei decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri che individua gli attivi strategici sarebbe 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 cesserebbe automaticamente di avere efficacia.

Sempre in base alle previsioni del decreto legge n. 21/2012, rimarrebbe 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 (re-

lativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) intervenuta 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 continua ad auspicare che lo statuto delle società con azioni quotate possa contemplare 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.D.I.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 modificazioni 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 risultano indicate in statuto tre deleghe al Consiglio di Amministrazione ad aumentare il capitale sociale a servizio di altrettanti piani di *stock option* rivolti alla dirigenza della Società e del Gruppo, con conseguente esclusione del diritto di opzione dei soci.

Due di tali deleghe riguardano, peraltro, piani di *stock option* (relativi agli anni 2006 e 2007) per i quali il Consiglio di Amministrazione ha accertato il mancato raggiungimento degli obiettivi cui era subordinato l'esercizio delle opzioni, con conseguente caducazione di queste ultime e degli aumenti di capitale a servizio delle medesime.

L'unica delega tuttora efficace è quella con cui, 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 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 2011.

Si segnala, per completezza, che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi alla fine del 2011 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i piani precedenti a quelli sopra indicati era 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 *syndicated 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 2011, a seguito dei rimborsi effettuati, l'importo residuo del *Credit Agreement* (comprensivo degli ulteriori 8 miliardi di euro sopra indicati) risulta pari a 3,9 miliardi 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.

Il contratto attualmente in vigore, al pari di quello estinto, 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) La linea di credito *revolving* stipulata con UniCredit

Nel mese di dicembre 2010, 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.

D) Il finanziamento BEI a Enel Produzione

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, 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.

E) I finanziamenti BEI a Enel Distribuzione

Nel mese di dicembre 2003, al fine di sviluppare il piano di installazione dei contatori digitali, la controllata Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la BEI un contratto di finanziamento per un importo di 500 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2018.

Successivamente, nel mese di novembre 2006, al fine di sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di sua proprietà, la stessa Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la BEI un ulteriore contratto di finanziamento per un importo di 600 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2026.

A entrambi i contratti in questione accede un contratto di garanzia stipulato tra la BEI ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante dei finanziamenti sopra indicati, 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 gli indicati finanziamenti erogati a Enel Distribuzione SpA.

F) Il finanziamento Cassa Depositi e Prestiti a 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 riconosciuto a coloro che attualmente ricoprono, rispettivamente, la carica di presidente e di Amministratore Delegato (nonché di Direttore Generale) di Enel prevede forme di indennità in caso di scioglimento anticipato del rapporto a seguito di dimissioni o di licenziamento senza giusta causa.

Per una puntuale descrizione della disciplina di tali indennità si fa riferimento a quanto indicato nel paragrafo 1.2.9 della prima sezione della Relazione sulla remunerazione approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni, in data 5 aprile 2012 e disponibile presso la sede sociale, nonché sul sito internet della Società e su quello di Borsa Italiana.

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 (i) a vigilare circa l'osservanza della legge e dello statuto, nonché sul rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali, (ii) a vigilare sul processo di informativa finanziaria, nonché sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno

- e del sistema amministrativo-contabile della Società, (iii) a vigilare sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti e, infine, (iv) a verificare le 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 all'albo CONSOB, appositamente 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. 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 maggio 2011):

- > definisce il sistema di *corporate governance* della Società e del Gruppo;
- > provvede alla costituzione al proprio interno di appositi comitati, 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 dalla legge, 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, una costante ed esauriente informativa dall'Amministratore Delegato

circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, consultata 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;

- > determina, in base alle proposte formulate dall'apposito comitato e sentito il Collegio Sindacale, la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche; determina inoltre la remunerazione da riconoscere ai componenti dei comitati interni al Consiglio;
- > definisce, sulla base delle analisi e delle proposte formulate dall'apposito comitato, la politica per la remunerazione degli Amministratori della Società e dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo e delibera in merito all'adozione dei piani di incentivazione indirizzati alla generalità del *management*;
- > sulla base delle informazioni ricevute, valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società e del Gruppo; delibera sulle mo-

- difiche dell'assetto organizzativo generale proposte dall'Amministratore Delegato;
- > definisce la struttura societaria del Gruppo, verificandone l'adeguatezza;
 - > esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo. 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 pluriennale del Gruppo (che recepiscono i *budget* annuali e i piani pluriennali predisposti dalle varie società del Gruppo);
 - degli accordi di carattere strategico, determinando 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 l'assunzione di finanziamenti di valore superiore a 50 milioni di euro nonché l'erogazione di finanziamenti e il rilascio di garanzie in favore di terzi di importo superiore a 25 milioni di euro) sono preventivamente approvate – se di competenza della Società – ovvero valutate – se relative a 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 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;
- > 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 con regolamento, e in

base alle modifiche statutarie che verranno conseguentemente sottoposte all'Assemblea della Società chiamata ad approvare il bilancio 2011 – 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 l'introduzione di un meccanismo di "scorimento" 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 su quello di Borsa Italiana, nonché 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 e su quello di Borsa Italiana.

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 (in base alle segnalate modifiche statutarie che verranno sottoposte all'Assemblea della Società chiamata ad approvare il bilancio 2011); 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 (in base alle segnalate modifiche statutarie che verranno sottoposte all'Assemblea della Società chiamata ad approvare il bilancio 2011) 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.

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto (da ultimo nel mese di maggio 2011) di soprassedere alla costituzione al proprio interno di un apposito comitato per le proposte di nomina, non essendosi finora riscontrate situazioni di difficoltà da parte degli azionisti nel predisporre adeguate candidature, tali da consentire una composizione del Consiglio di Amministrazione rispettosa di quanto stabilito dalla legge e allineata a quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina.

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 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, 51 anni, Presidente (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- > Fulvio Conti, 64 anni, Amministratore Delegato e Direttore Generale (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- > Alessandro Banchi, 65 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- > Lorenzo Codogno, 52 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- > Mauro Miccio, 56 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- > Fernando Napolitano, 47 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);
- > Pedro Solbes Mira, 69 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- > Angelo Taraborrelli, 63 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);
- > Gianfranco Tosi, 64 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 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.

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 2011, 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 5 aprile 2012 e disponibile presso la sede sociale, nonché sul sito internet della Società e su quello di Borsa Italiana.

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 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 e di aggiornamento nel mese di agosto 2011) 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.

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 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 gennaio 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 2011 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 16 riunioni, durate in media circa 3 ore 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 2012, sono state programmate 13 adunanze consiliari, di cui 4 già tenute.

Le attività del Consiglio di Amministrazione vengono coordinate dal Presidente, che svolge un ruolo di impulso e di vigilanza sul funzionamento di tale organo. In particolare, il Presidente convoca le riunioni consiliari, ne fissa l'ordine del giorno e guida il relativo svolgimento, assicurandosi che ai Consiglieri siano tempestivamente fornite – fatti salvi i casi di necessità e urgenza – la documentazione e le informazioni necessarie affinché il Consiglio possa esprimersi consapevolmente sulle materie sottoposte al suo esame. Egli 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 maggio 2011 – 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 sovrintendere alle attività di *internal auditing* d'accordo con l'Amministratore Delegato, restando la relativa funzione aziendale alle dipendenze di quest'ultimo. A tale riguardo è comunque previsto che le decisioni in merito alla nomina e alla revoca del responsabile e della prima linea dirigenziale di tale funzione aziendale vengano assunte dal Presidente e dall'Amministratore Delegato congiuntamente. 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 2011 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 2012 – 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 avvenuta nel corso di interviste individuali svolte da parte della società di consulenza, ha inteso rappresentare un bilancio del funzionamento del Consiglio di Amministrazione nel corso dei primi mesi successivi al suo insediamento e si è concentrata, come di consueto, sui profili più qualificanti concernenti il Consiglio stesso, quali: (i) la struttura, la composizione, il ruolo e le responsabilità di tale organo; (ii) lo svolgimento delle riunioni consiliari, i relativi flussi informativi e i processi decisionali adottati; (iii) la composizione e il funzionamento dei comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione; (iv) la valutazione circa 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 2011 si segnalano, anzitutto, l'impegno condiviso a raggiungere celermente la massima coesione tra tutti i Consiglieri, in modo da favorire la creazione del clima di collaborazione e dello spirito di squadra che hanno caratterizzato il precedente Consiglio di Amministrazione, secondo quanto emerso in occasione della precedente *board review*; i flussi informativi su cui si basa il processo deliberativo, che sono percepiti dai Consiglieri come completi, efficaci e generalmente tempestivi; 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 formano oggetto di una valutazione assai positiva da parte degli altri Consiglieri, i quali hanno manifestato inoltre 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 espressa un'ampia condivisione in merito all'adeguatezza della relativa composizione, al loro ruolo e all'efficacia dell'attività svolta, nonché al supporto ricevuto dalle strutture aziendali dedicate. Il quadro complessivo sopra delineato fa ritenere – 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 operino 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 la presenza all'interno della compagine consiliare di uno o più componenti non esecutivi dotati di competenza nel *business* dell'energia ed esperienza nello scenario internazionale, anche per rafforzare il profilo multinazionale del Gruppo, è stato osservato come tale istanza sia stata soddisfatta in occasione del rinnovo del Consiglio di Amministrazione intervenuto nel mese di aprile 2011; è stato altresì constatato come sia stato dato seguito al suggerimento – parimenti emerso dalla precedente *board review* – di dedicare maggiore spazio nel corso delle adunanze consiliari alla comprensione del *business* e delle aree a rischio legate alla internazionalizzazione del Gruppo.

Facendo seguito a un'iniziativa introdotta all'esito della prima *board review* (condotta nel 2004), è stato organizzato anche nel corso del 2011 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 sottolineare all'esito della *board review* la particolare utilità di tale strumento formativo.

Tra le limitate aree di miglioramento evidenziate da taluni Consiglieri, è stata sottolineata l'opportunità, per un verso, 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 e, per altro verso, di accelerare per quanto possibile la consegna dei documenti stessi ai Consiglieri, che è ritenuta comunque in linea generale tempestiva; è stata inoltre rimarcata l'esigenza di raggiungere un giusto equilibrio da parte del Consiglio di Amministrazione tra l'attenzione che deve essere riservata all'esame delle strategie aziendali e il tempo da dedicare alle tematiche di governo societario, alla luce di un panorama normativo sempre più articolato in tale ultimo ambito.

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 maggio 2011 dal Consiglio di Amministrazione in carica alla data della presente relazione, fatta eccezione per il Presidente e l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, gli altri 7 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. Il numero, la competenza, l'autorevolezza e la disponibilità di tempo degli Amministratori non esecutivi risultano quindi tali da garantire che il loro giudizio possa avere un peso significativo nell'assunzione delle decisioni consiliari. Gli Amministratori non esecutivi apportano le loro speci-

fiche 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, subito dopo la nomina (maggio 2011) e, quindi, nel mese di gennaio 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, 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 delle menzionate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi del maggio 2011 e del gennaio 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 al Consigliere Gianfranco

Tosi, avendo ritenuto che l'indipendenza di quest'ultimo possa essere valutata, in modo più appropriato, tenendo conto dell'autonomia di giudizio mostrata dall'interessato rispetto alla Società, ai relativi Amministratori esecutivi nonché all'azionista di riferimento Ministero dell'Economia e delle Finanze che lo ha candidato, piuttosto che avendo riguardo al criterio meramente temporale dell'avere ricoperto l'incarico di Amministratore di 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 delle citate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi del maggio 2011 e del gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha preso atto della insussistenza di rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale intercorrenti ovvero intercorsi nell'esercizio precedente, direttamente o indirettamente, tra gli indicati Amministratori qualificati come indipendenti e la Società ovvero soggetti legati a quest'ultima.

In occasione delle valutazioni effettuate nei mesi di maggio 2011 e gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha avuto modo di accertare in capo ai cinque Amministratori non esecutivi sopra indicati — vale a dire Alessandro Banchi, Mauro Miccio, 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 dei mesi di maggio 2011 e febbraio 2012, 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 Cod-

ice di Autodisciplina, seguendo a tal fine una procedura di accertamento 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 2011; in tale occasione essi hanno avuto modo di procedere a uno scambio di valutazioni sulle modalità di funzionamento del Consiglio di Amministrazione e hanno attribuito al Consigliere Mauro Miccio il ruolo di coordinatore in vista dello svolgimento delle prossime riunioni loro riservate.

Fin dal mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha infine verificato l'assenza dei presupposti che, in base al Codice di Autodisciplina, richiedono la 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.

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, dotati di funzioni consultive e propositive e incaricati di trattare tematiche delicate e fonte di possibili conflitti di interesse.

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 e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti dei comitati stessi. Il Consiglio di Amministrazione ha approvato nel mese di dicembre 2006 appositi regolamenti organizzativi (il cui testo è stato modificato e integrato nel mese di giugno

2011) che disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento del Comitato per le remunerazioni e del Comitato per il controllo interno.

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, 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, appositamente invitati dal 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 per il controllo interno prende parte, di regola, il preposto al controllo interno; alle riunioni di tale ultimo comitato possono infine partecipare il Presidente del Consiglio di Amministrazione e l'Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno, i quali hanno inteso esercitare tale facoltà solo a seguito di espresso invito rivolto nei loro riguardi dal presidente del Comitato per il controllo interno ovvero ove abbiano ritenuto di potere fornire opportuni approfondimenti su specifici argomenti all'ordine del giorno.

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 apposito regolamento approvato nel mese di marzo 2010, ha istituito al proprio interno un nuovo comitato; quest'ultimo è 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, 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.

I regolamenti organizzativi del Comitato parti correlate e del Comitato per la *corporate governance* disciplinano le relative modalità di funzionamento secondo principi sostanzialmente analoghi a quelli contenuti nei regolamenti organizzativi del Comitato per le remunerazioni e del Comitato per il controllo interno.

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 di tale comitato in cui vengono formulate proposte al Consiglio di Amministrazione relative alla propria remunerazione, 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 emendati e integrati dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2011, in attuazione delle modifiche apportate all'art. 7 del Codice di Autodisciplina):

- > 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 per la 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 adeguate, 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 2011 il Comitato per le remunerazioni è risultato composto dai Consiglieri Augusto Fantozzi (con funzioni di presidente), Giulio Ballio e Fernando Napolitano, nel periodo compreso tra gennaio e aprile, mentre, a decorrere dal mese di maggio e fino alla fine dell'anno, ne hanno fatto parte i Consiglieri Fernando Napolitano (con funzioni di presidente), Alessandro Banchi e Pedro Solbes Mira. Il Con-

siglio di Amministrazione ha riconosciuto in capo a tutti e tre gli Amministratori da ultimo indicati il requisito di un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria.

Sempre nel corso del 2011 il Comitato per le remunerazioni ha tenuto 8 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 1 ora e 30 minuti ciascuna, e ha fatto ricorso a consulenti esterni indipendenti, a spese della Società.

Nel corso del 2011 il Comitato per le remunerazioni ha avviato la elaborazione delle linee guida della politica per la remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche, definite in dettaglio nei primi mesi del 2012, in modo da consentire al Consiglio di Amministrazione di approvare tale politica in data 5 aprile 2012. Il Comitato per le remunerazioni — oltre a elaborare i contenuti del piano di incentivazione a lungo termine relativo all'esercizio 2011 e a effettuare una generale ricognizione dell'andamento dei piani di incentivazione in essere — si è altresì occupato di definire il trattamento normativo e retributivo da riconoscere al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale per il mandato 2011-2013; a tale riguardo, il comitato si è interessato anche 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 (oltre a verificare il raggiungimento degli obiettivi del precedente esercizio). Il comitato ha infine formulato al Consiglio di Amministrazione le proposte circa i compensi da riconoscere ai componenti dei vari comitati, e ha monitorato l'evoluzione del quadro normativo nazionale in materia di remunerazione degli Amministratori e dell'alta dirigenza delle società con azioni quotate, alla luce del processo di recepimento delle raccomandazioni comunitarie del 2004 e del 2009 sul tema.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione, con funzioni istruttorie, nelle valutazioni e decisioni relative al sistema di controllo interno, alla approvazione dei bilanci e della relazione finanziaria semestrale e, nei limiti delle competenze consiliari, ai rapporti tra la Società e il revisore esterno.

In particolare, al Comitato per il controllo interno sono attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo definiti dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2011):

- > assistere il Consiglio di Amministrazione nell'espletamento dei compiti a quest'ultimo demandati in materia di controllo interno dal Codice di Autodisciplina;
- > valutare, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e ai revisori, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato;
- > esprimere pareri, su richiesta dell'Amministratore esecutivo all'uopo incaricato, su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;
- > esaminare il piano di lavoro preparato dal preposto al controllo interno, nonché le relazioni periodiche da costui predisposte;
- > valutare i risultati esposti nella relazione della Società di revisione legale dei conti e nella eventuale lettera di suggerimenti;
- > svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione, con particolare riferimento alla valutazione dell'adeguatezza dell'impegno dedicato ai temi della responsabilità sociale d'impresa, nonché della completezza e trasparenza dell'informativa fornita al riguardo attraverso il bilancio di sostenibilità (attribuzione, quest'ultima, riconosciuta al comitato a partire dal mese di febbraio 2010);
- > riferire al Consiglio di Amministrazione, con cadenza almeno semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno.

Nel corso del 2011 il Comitato per il controllo interno è risultato composto dai Consiglieri Gianfranco Tosi (con funzioni di presidente), Lorenzo Codogno (cui il Consiglio di Amministrazione aveva a suo tempo riconosciuto il requisito di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria), Renzo Costi e Alessandro Luciano, nel periodo compreso tra gennaio e aprile, mentre, a decorrere dal mese di maggio e fino alla fine dell'anno, ne hanno fatto parte i Consiglieri Gianfranco Tosi (sempre con funzioni di presidente), Lorenzo Codogno (cui il Consiglio di Amministrazione ha confermato il requisito di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria), Mauro Miccio e Angelo Taraborrelli.

Sempre nel corso del 2011 il Comitato per il controllo interno ha tenuto 13 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 2011 l'attività del Comitato per il controllo interno si è concentrata anzitutto sulla valutazione del piano

di lavoro elaborato dal preposto al controllo interno e dei risultati delle azioni di *audit* svolte nel corso dell'anno precedente, nonché sull'esame di un aggiornamento predisposto dalla funzione *Audit* della Società circa l'identificazione dei principali rischi inerenti al Gruppo (c.d. "*risk assessment*"); 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 2011 il comitato ha inoltre espresso parere favorevole, per quanto di propria competenza, circa l'affidamento di alcuni specifici incarichi aggiuntivi a entità appartenenti al *network* del revisore principale di Gruppo (in applicazione dell'apposita procedura, adottata nel corso del 2009, circa l'assegnazione di incarichi alle Società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo) e ha esaminato gli effetti delle novità legislative e dei nuovi *standard* contabili internazionali sul bilancio consolidato 2010 e sulla relazione finanziaria semestrale 2011 del Gruppo Enel. Il comitato ha altresì esercitato nel 2011 la propria supervisione circa l'elaborazione del bilancio di sostenibilità ed è stato aggiornato circa le principali attività svolte dal Gruppo in materia di responsabilità sociale d'impresa, ha valutato le segnalazioni pervenute nel corso dell'esercizio precedente in base alle previsioni del Codice Etico, ha esaminato le osservazioni formulate dalla Corte dei Conti nella relazione sulla gestione finanziaria di Enel per l'esercizio 2009 e ha valutato le considerazioni predisposte al riguardo dalle competenti funzioni aziendali, monitorando inoltre l'osservanza del modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231 dell'8 giugno 2001 (e occupandosi anche dell'aggiornamento del modello stesso). 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 (e rispondente ai requisiti in-

dicati dalla CONSOB con apposito regolamento approvato nel mese di marzo 2010), le cui disposizioni sono divenute efficaci a fare data dal mese di gennaio 2011.

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 in cui l'individuazione di una parte correlata risulti controversa, che siano stati a esso sottoposti da parte dell'*advisory board* istituito ai sensi della medesima procedura.

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 2011 il Comitato parti correlate è risultato composto dai Consiglieri Augusto Fantozzi (con funzioni di presidente), Giulio Ballio e Renzo Costi, nel periodo compreso tra gennaio e aprile; mentre, a decorrere dal mese di maggio e fino alla fine dell'anno, ne hanno fatto parte i Consiglieri Alessandro Banchi (con funzioni di presidente), Pedro Solbes Mira, Angelo Taraborrelli e Gianfranco Tosi. Sempre nel corso del 2011 il Comitato parti correlate ha tenuto 2 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 1 ora e 15 minuti ciascuna.

Nel corso del 2011 il Comitato parti correlate ha provveduto a esprimere parere favorevole in merito alla proposta formulata dal Comitato per le remunerazioni circa il trattamento normativo e retributivo da riconoscere al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale per il mandato 2011-2013, prima che tale proposta venisse esaminata da parte del Consiglio di Amministrazione e fosse

quindi sottoposta al parere del Collegio Sindacale. Il comitato ha inoltre effettuato un'attenta disamina dei contenuti del regolamento CONSOB e dell'apposita procedura aziendale per la disciplina delle operazioni con parti correlate, al fine di verificare i termini e le modalità di applicazione di tali documenti alla luce della concreta operatività aziendale.

Comitato per la *corporate governance*

Il Comitato per la *corporate governance* è composto da almeno tre Amministratori, in maggioranza non esecutivi, di cui almeno uno in possesso dei requisiti di indipendenza, 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 a quanto indicato dal proprio regolamento organizzativo, il Comitato per 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 *corporate governance* della Società e del Gruppo. In tale ambito, al comitato in questione sono attribuiti in particolare i seguenti compiti:

- > 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;
- > istruire 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;
- > esaminare preventivamente la relazione annuale sul governo societario da inserire nella documentazione di bilancio;
- > svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione.

Nel corso del 2011 il Comitato per la *corporate governance* è risultato composto dai Consiglieri Paolo Andrea Colombo (con funzioni di presidente), Lorenzo Codogno, Mauro Miccio e Fernando Napolitano.

Sempre nel corso del 2011 il Comitato per la *corporate governance* ha tenuto 5 riunioni a decorrere dal momento della sua costituzione (intervenuta nel mese di maggio), caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di circa 1 ora e 15 minuti ciascuna, e ha fatto ricorso a consulenti esterni, a spese della Società.

Nel corso del 2011 il Comitato per la *corporate governance* ha anzitutto effettuato un'attenta verifica del livello e delle modalità di recepimento in ambito Enel delle raccomandazioni contenute nel Codice di Autodisciplina, al fine di assicurare il permanente rispetto da parte della Società e del Gruppo di elevati *standard* di governo societario. Il comitato in questione si è inoltre occupato dell'aggiornamento di alcune importanti *policy* e procedure aziendali, con particolare riferimento (i) agli orientamenti in merito al numero massimo di incarichi che i Consiglieri Enel 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, nonché (ii) al regolamento per la gestione interna e il trattamento delle informazioni riservate e per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate. Il Comitato per la *corporate governance* si è infine occupato di istruire il procedimento di *board review*, individuando a seguito di apposita selezione la società di consulenza cui affidare il compito di supportare il Consiglio di Amministrazione e i suoi comitati nel processo di autovalutazione riferito all'esercizio 2011.

Collegio Sindacale

Secondo le previsioni di legge e dello statuto della Società, il Collegio Sindacale si compone di tre sindaci effettivi e due supplenti, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci per un periodo di tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato.

Al fine di garantire un efficace svolgimento dei compiti da parte del Collegio Sindacale e nel rispetto di quanto indicato dal Codice di Autodisciplina, fin dal mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha espressamente riconosciuto al Collegio medesimo, per quanto di propria competenza:

- > il potere di vigilare sull'indipendenza della Società di revisione legale dei conti, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia, quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati alla Società e al Gruppo da parte della stessa Società di revisione e delle entità appartenenti al relativo *network* (trattasi di potere che è stato quindi formalmente assegnato allo stesso Collegio Sindacale dal decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, che ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2006/43/CE, relativa alle revisioni legali dei conti annuali e consolidati);
- > il potere, esercitabile anche individualmente dai sindaci, di chiedere alla funzione *Audit* della Società lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative od operazioni aziendali;
- > il potere di scambiare tempestivamente con il Comitato per il controllo interno 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 previsti per gli esponenti aziendali di soggetti che partecipano al capitale di intermediari finanziari, in aggiunta a quelli stabiliti per i Sindaci di società con azioni quotate; essi devono inoltre possedere i requisiti di professionalità richiesti dalla legge ai Sindaci di società con azioni quotate, quali integrati attraverso apposite previsioni statutarie; essi devono possedere infine i requisiti di indipendenza individuati dalla legge per i Sindaci di società con azioni quotate.

In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo che i componenti il Collegio Sindacale possono assumere presso società di capitali italiane sono stati 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 che verranno conseguentemente sottoposte all'Assemblea della Società chiamata ad approvare il bilancio 2011 — 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 su quello di Borsa Italiana, nonché 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 base alle segnalate modifiche statutarie che verranno sottoposte all'Assemblea della Società chiamata ad approvare il bilancio 2011).

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 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, 64 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali);

> Carlo Conte, 64 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze);

> Gennaro Mariconda, 69 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 il 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 2011 il Collegio Sindacale ha tenuto 22 riunioni, durate in media circa 2 ore 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 2012, 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), risulta possedere le caratteristiche di indipendenza previste dal Testo Unico della Finanza (e dalla relativa disciplina di attuazione) con riguardo ai Sindaci di società con azioni quotate. Alla data della presente relazione, con riferimento alla disciplina in precedenza richiamata circa i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo in società di capitali italiane dettata dalla CONSOB (che pone un limite massimo al peso degli incarichi ricoperti da ciascun Sindaco pari a 6 punti), i Sindaci effettivi hanno comunicato all'Autorità i seguenti dati circa il numero degli incarichi da essi rivestiti e il punteggio associato agli incarichi medesimi:

- > Sergio Duca: 4 incarichi; peso degli incarichi: 3,35 punti;
- > Carlo Conte: 5 incarichi; peso degli incarichi: 2,15 punti;
- > Gennaro Mariconda: 1 incarico; peso dell'incarico: 1,0 punti.

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 è stata formalizzata un'apposita procedura che disciplina l'affidamento di incarichi alle Società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo. In base a tale procedura il Comitato per il controllo interno e il Collegio Sindacale sono chiamati a esprimere un preventivo parere vincolante circa l'affidamento di ogni incarico aggiuntivo – diverso, quindi, dall'incarico principale di revisione e per il quale 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 2011 tale attività di controllo è stata svolta dapprima, nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e aprile, da parte del sostituto magistrato delegato Igina Maio, e a partire dal mese di maggio 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

In conformità con quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dallo statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione, previo parere del Collegio Sindacale, ha provveduto fin dal mese di giugno 2006 alla nomina del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, individuato nel responsabile della funzione Amministrazione, Pianificazione e Controllo (a decorrere dal mese di giugno 2009 ridenominata "Amministrazione, Finanza e Controllo") della Società (nella persona di Luigi Ferraris). Quest'ultimo, come verificato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2007, è in possesso dei requisiti di professionalità introdotti nello statuto sociale nel mese di maggio 2007 in attuazione del Testo Unico della Finanza. 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 principi 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 della 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

In materia di controllo interno il Gruppo è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema, cui è affidata la missione (i) di accertare l'adeguatezza dei diversi processi aziendali

in termini di efficacia, efficienza ed economicità, nonché (ii) di garantire l'affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale e (iii) di assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.

Il sistema di controllo interno si articola nell'ambito 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 *Group Risk Management* 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 auditing*, demandato all'apposita funzione *Audit* della Società e finalizzato essenzialmente alla identificazione e al contenimento dei rischi aziendali di ogni natura mediante un'azione di *monitoring* dei controlli di linea, sia in termini di adeguatezza dei controlli medesimi sia in termini di risultati effettivamente conseguiti dalla relativa applicazione. L'attività in esame è pertanto estesa a tutti i processi aziendali della Società e delle 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, coerente con i modelli di riferimento e le *best practice* esistenti in ambito nazionale e internazionale, compete al Consiglio di Amministrazione, che avvalendosi del Comitato per il controllo interno provvede a tal fine a:

- > fissare le linee di indirizzo di tale sistema, in modo che i principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, verificando quindi la compatibilità di tali rischi con una sana e cor-

- retta gestione dell'impresa. Si segnala al riguardo che fin dal mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha preso atto dell'identificazione dei principali rischi inerenti al Gruppo (c.d. "*risk assessment*") e dell'individuazione di appositi criteri di misurazione, gestione e monitoraggio dei rischi stessi – secondo quanto indicato in apposito documento elaborato dalla funzione *Audit* della Società – concordando circa la compatibilità dei rischi medesimi con una sana e corretta gestione sociale. Successivamente, nel mese di febbraio 2008 e, da ultimo, nel mese di febbraio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha esaminato e condiviso appositi aggiornamenti del *risk assessment* di Gruppo, predisposti sempre dalla funzione *Audit* della Società;
- > individuare uno o più Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. Nel corso del 2011 tale ruolo è stato dapprima ricoperto tanto dal Presidente che dall'Amministratore Delegato nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e giugno, coerentemente con quanto disposto dal Consiglio di Amministrazione fin dal mese di dicembre 2006. A decorrere dal mese di luglio 2011 il Consiglio di Amministrazione ha affidato il ruolo in questione esclusivamente all'Amministratore Delegato, alla luce dell'assetto dei poteri adottato in ambito aziendale e in considerazione delle indicazioni espresse al riguardo dal Codice di Autodisciplina (che prevedono che tale carica venga affidata, di norma, all'Amministratore Delegato);
 - > valutare, con cadenza almeno annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno. Si evidenzia al riguardo che nei mesi di marzo 2011 e, da ultimo, febbraio 2012 il Consiglio di Amministrazione ha espresso una valutazione positiva al riguardo;
 - > nominare e revocare uno o più soggetti preposti al controllo interno, definendone la remunerazione in coerenza con le politiche aziendali. A tale riguardo, nel mese di gennaio 2008 il Consiglio di Amministrazione, preso atto dell'avvicendamento intervenuto alla guida della funzione *Audit* della Società, ha confermato in capo alla nuova responsabile di tale funzione (nella persona di Francesca Di Carlo) il ruolo di preposto al controllo interno, determinandone la remunerazione in misura pari a quella già percepita dall'interessata.

L'Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno 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, provvedendo alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno, di cui verifica costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficacia e l'efficienza. Costui si occupa inoltre dell'adattamento di tale sistema alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;
- > proporre al Consiglio di Amministrazione la nomina, la revoca e la remunerazione di uno o più soggetti preposti al controllo interno.

Il preposto al controllo interno, per parte sua:

- > ha il compito di verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante;
- > non è responsabile di alcuna area operativa;
- > ha accesso diretto a tutte le informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico;
- > dispone di mezzi adeguati allo svolgimento della funzione assegnatagli;
- > riferisce del proprio operato all'Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno, al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale. In particolare, egli riferisce circa le modalità con cui viene condotta la gestione dei rischi, nonché sul rispetto dei piani definiti per il loro contenimento ed esprime la sua valutazione sull'idoneità del sistema di controllo interno a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo.

Nel mese di giugno 2009, in linea con le pratiche più evolute di governo societario, è stata costituita nell'ambito della Società una specifica funzione di *Group Risk Management*, avente la missione di assicurare l'efficace implementazione a livello di Gruppo del processo di gestione 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.

Nel corso del 2011 le principali attività svolte dalla Funzione *Group Risk Management* hanno riguardato:

- > l'elaborazione e la prima implementazione dell'impianto della *governance* dei rischi a livello di Gruppo, a

- seguito della relativa condivisione con le Divisioni operative e le funzioni di *staff* interessate;
- > l'elaborazione delle linee guida per la gestione dei rischi finanziari, *commodity* e di credito, inclusive della definizione del sistema di limiti operativi;
 - > la definizione del modello di *enterprise risk management* di Gruppo, l'avvio e il completamento del primo *assessment* delle principali fonti di rischio con potenziale impatto sul raggiungimento degli obiettivi strategici e di *business*, l'analisi delle risultanze e la presentazione al *top management* delle evidenze ritenute di maggiore rilievo;
 - > l'avvio delle attività di alcune strutture locali di *risk management*;
 - > la definizione di *format* di reportistica sulle diverse categorie di rischio e l'attivazione di un flusso periodico di comunicazione con le Divisioni operative e verso il Vertice aziendale;
 - > l'istituzione e l'avvio dell'operatività di appositi comitati di rischio, istituiti sia a livello centrale sia nei vari Paesi in cui il Gruppo opera. A ciò si è accompagnata la definizione da parte di tali comitati dei limiti di rischio qualitativi e quantitativi assegnati ai *risk owner* e delle modalità per monitorarne il rispetto;
 - > lo sviluppo di un modello integrato (c.d. "*business plan @risk*") volto all'analisi (i) dei rischi quantitativi connessi al raggiungimento dei *target* del *budget* e piano industriale e (ii) della profittabilità economica e finanziaria dei grandi investimenti, attraverso opportune analisi di sensitività, di scenario e probabilistiche; ciò al fine di valutare l'impatto delle modifiche di variabili esogene (i.e. prezzi, tassi, inflazione, domanda di energia, prodotto interno lordo ecc.) sui risultati attesi in termini di *cash flow* di Gruppo e di sostenibilità finanziaria, nonché sul rischio complessivo di portafoglio;
 - > l'individuazione, l'acquisto, la parametrizzazione e l'implementazione delle soluzioni *software* per le attività di *industrial risk management* ed *enterprise risk management*;
 - > lo sviluppo di specifiche metodologie per l'analisi e la misurazione dei diversi rischi.

Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria

Nell'ambito del sistema di controllo interno il Gruppo si è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema di gestio-

ne dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria (nel presente paragrafo indicato unitariamente, per brevità, come "Sistema").

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 uno specifico modello per la valutazione del Sistema e ha adottato 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 definizione, mantenimento e monitoraggio del Sistema in questione. In particolare, il Gruppo si è dotato di una procedura che regola il modello di riferimento del sistema di controllo e di una procedura descrittiva del processo di valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che definisce ruoli e responsabilità nell'ambito organizzativo aziendale prevedendo uno specifico flusso di attestazioni interne. I controlli istituiti sono stati oggetto di monitoraggio per verificarne sia il "disegno" (ovvero che il controllo, se operativo, è strutturato al fine di mitigare in maniera accettabile il rischio identificato) sia l'effettiva "operatività".

Al *management* responsabile delle attività, dei rischi e dei controlli e alla funzione *Audit* della Società sono affidate responsabilità di verifica periodica del Sistema.

La valutazione dei controlli sull'informativa finanziaria ha preso a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (c.d. "*COSO Report*"), integrato per gli aspetti informativi dal modello "*Control Objectives for Information and related Technology*" (c.d. "*COBIT*"). Inoltre, presso alcune società latinoamericane del Gruppo, aventi *ADS* (*American Depositary Shares*) 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 valutazione del Sistema, definito in Enel come *Management Assessment Process* (e indicato nel

prosegue del presente paragrafo, per brevità, come "MAP"), che viene progressivamente esteso alle società di significativa rilevanza che entrano a fare parte del Gruppo, si articola nelle seguenti macro-fasi:

- > definizione del perimetro e individuazione dei rischi;
- > valutazione del disegno e dell'operatività dei controlli (c.d. monitoraggio "di linea");
- > monitoraggio "Indipendente", demandato alla funzione *Audit* della Società;
- > *reporting*, attestazioni interne, consolidamento e sintesi delle valutazioni;
- > attestazione 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.

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 anzitutto un *risk assessment* a livello di Gruppo, per individuare e valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza potesse compromettere il raggiungimento degli obiettivi 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 individuate nel COSO Report: ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione, attività di monitoraggio.

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 fase del MAP che consiste in un'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 finalizzata a descrivere i ruoli e le responsabilità, i flussi dei dati e delle informazioni, nonché i controlli chiave (procedure amministrative e contabili).

Alla funzione *Audit* della Società è affidato il compito di esprimere una valutazione "indipendente" in merito all'operatività del MAP.

I risultati delle valutazioni effettuate sia dal *management* di linea sia dalla funzione *Audit* della Società 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 – ai fini del 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 nei riguardi del Collegio Sindacale, del Comitato per il controllo interno e della Società di revisione.

Sulla base della *reportistica* sopra indicata, e tenuto conto delle attestazioni rilasciate dai responsabili di ciascuna struttura aziendale interessata dal MAP, il Dirigente preposto 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).

Disciplina delle società controllate estere extra UE

Con riferimento all'esercizio 2011 si è proceduto da parte del Comitato per il controllo interno 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 2010 e in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento introdotti nel Regolamento Mercati CONSOB con effetto dal 1° luglio 2008, sono state individuate nell'ambito del Gruppo 14 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione è risultata applicabile per l'esercizio 2011. Trattasi, in particolare, delle seguenti società, 11 delle quali erano risultate assoggettate alla normativa di riferimento già nel corso dell'esercizio 2010: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana); 2) Chilectra SA (società cilena); 3) Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía SA (società colombiana); 4) Companhia Energética do Ceará SA (società brasiliana); 5) Edegel SA (società peruviana); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana); 7) Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA (società peruviana); 8) Empresa Distribuidora Sur 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 Green Power North America Inc. (società statunitense); 13) Enersis SA (società cilena); 14) Enel OGC-5 OJSC (società russa);
- > lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilancio 2011 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel *reporting package* utilizzato ai fini della redazione del bilancio consolidato 2011 del Gruppo Enel, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svol-

gimento dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio civilistico 2011 di Enel, contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate (secondo le modalità indicate nel Regolamento Emittenti CONSOB);

- > 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 infra-annuali 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

Fin dal mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha adottato – in recepimento di quanto disposto dal codice civile (cui la CONSOB fino a tale momento non aveva ancora dato specifica attuazione), nonché dalle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina – un regolamento inteso a individuare le modalità di approvazione e di esecuzione delle operazioni poste in essere dalla Società, ovvero da sue controllate, con parti correlate; ciò al fine di assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni stesse.

Tale regolamento ha trovato applicazione fino alla fine del 2010, mentre a decorrere dal 1° gennaio 2011 risulta operativa una nuova procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate, i cui contenuti salienti vengono di seguito descritti e che 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 attuazione delle previsioni del codice civile.

In base a tale procedura, le operazioni con parti correlate 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 dal vigente assetto dei poteri 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 di operazioni con parti correlate, 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 Segreteria Societaria, 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 Segreteria Societaria, 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 e dalla procedura, qualora la correlazione sussista con un Amministratore della Società o con una parte correlata per il suo tramite, l’Amministratore interessato deve informare tempestivamente il Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l’origine e la portata del proprio interesse, allontanandosi dalla riunione consiliare al momento della deliberazione ove ciò non pregiudichi la permanenza del *quorum* costitutivo ovvero il Consiglio di Amministrazione non disponga altrimenti.

Qualora la correlazione sussista con l’Amministratore Delegato della Società o con una parte correlata per il suo

tramite, in aggiunta a quanto sopra egli si astiene dal compimento dell'operazione, investendo della stessa il Consiglio di Amministrazione.

Qualora la correlazione sussista 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 i verbali delle 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 al vigente assetto dei poteri provvedono, 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 si 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 al vigente assetto dei poteri 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 corre-

late 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

Fin dal febbraio del 2000 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un apposito regolamento (integrato nel mese di marzo 2006 e, da ultimo, modificato e aggiornato nel mese di settembre 2011) 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. Gli Amministratori e i Sindaci sono tenuti a rispettare le previsioni contenute in tale regolamento e a mantenere comunque 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 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 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 (ovvero con analisti finanziari e investitori istituzionali).

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, a decorrere dal mese di aprile 2006 la Società ha provveduto a istituire (e a tenere regolarmente aggiornato) un registro di Gruppo in cui risultano iscritte le persone, fisiche o giuridiche, che hanno accesso a in-

formazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero delle funzioni svolte per conto della Società ovvero di 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.

Sempre 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, a decorrere dal mese di aprile 2006 risulta avere subito profonde modifiche la disciplina dell'*internal dealing*, ossia della 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.

Nel corso del 2011 la disciplina in materia di *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.

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 del Consiglio di Amministrazione è stata ispirata dalla volontà di innalzare gli *standard di governan-*

ce della Società rispetto alla normativa di riferimento, mediante l'adozione di una misura intesa 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 Segreteria Societaria.

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 reperiti 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 gli strumenti finanziari emessi dalla Società), 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*, Codice Etico, modello organizzativo e gestionale ex decreto legislativo n. 231/2001, nonché uno schema generale di articolazione del Gruppo).

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) intervenendo 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 dal decreto legislativo n. 27/2010 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").

I soci possono porre domande sulle materie all'ordine del giorno anche prima dell'Assemblea; 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, la CONSOB ha disciplinato alla fine del 2010 le modalità di partecipazione all'Assemblea con mezzi elettronici,

che trovano peraltro applicazione solo in presenza di un espresso richiamo statutario. 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 approvato dall'Assemblea ordinaria del 25 maggio 2001 (quale modificato e integrato nel 2010), 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 regolarità della costituzione, accerta l'identità e la legittimazione dei presenti, regola lo svolgimento dell'Assemblea 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 nel marzo 2002 e aggiornato nel marzo 2004 e, da ultimo, nel settembre 2009 e 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:

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

La revisione del Codice Etico avviata nel settembre 2009 e conclusa nel febbraio 2010 ha preso le mosse dall'esigenza di aggiornare tale documento alla luce delle modifiche normative e organizzative intervenute dalla sua ultima edizione, nonché dall'intento di allinearne ulteriormente i contenuti alla *best practice* internazionale. Tra gli interventi più significativi effettuati in tale occasione si se-

gnalano (i) l'aggiornamento della missione aziendale, (ii) il recepimento del divieto di porre in essere sul luogo di lavoro episodi di intimidazione, *mobbing* e *stalking*, (iii) la espressa previsione dell'obbligo per i fornitori di rispettare la normativa in materia di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro, nonché (iv) l'esclusione in linea di principio della possibilità per le società del Gruppo di aderire a richieste di contributi negli ambiti di attività in cui risulta operare Enel Cuore Onlus.

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 commesse in violazione delle norme sulla tutela della salute e sicurez-

za 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.

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 principi 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 sia componenti 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 2011 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

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 2011 l'organismo di vigilanza, nel monitorare il funzionamento e l'osservanza del modello:

- > ha tenuto 14 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 del piano delle attività di monitoraggio e vigilanza per l'anno 2011 e sulla verifica del consuntivo delle attività medesime;
- > ha promosso l'aggiornamento del modello, con particolare riferimento alla "parte generale" e alla "parte speciale" dedicata alla prevenzione dei delitti di criminalità organizzata;
- > 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 principi 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 tre tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni più significative contenute nella seconda sezione del documento.

ALLEGATO 1: Biografie dei componenti il Consiglio di Amministrazione

Paolo Andrea Colombo, 51 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. A decorrere dal 1985 ha svolto attività professionale di dottore commercialista e revisore legale dei conti.

Dal 2006 è socio fondatore di Borghesi 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 di Aviva Vita e membro del collegio sindacale di A. Moratti Sapa e di Humanitas Mirasole.

Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel dal maggio 2011.

Fulvio Conti, 64 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 Barclays PLC e di AON Corporation. È inoltre presidente di Eurelectric e vice presidente di Endesa, nonché Consigliere dell'Accademia Nazionale di Santa Cecilia e dell'Istituto Italiano di Tecnologia.

Alessandro Banchi, 65 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 co-

mitato 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 associazioni 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 Farindustria, nonché nel G10 presso la Commissione Europea a Bruxelles. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2011.

Lorenzo Codogno, 52 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* e coreponsabile 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. È altresì 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 maggio 2006 al dicembre 2009), nonché capo della delegazione italiana presso il Comitato di Politica Economica e il *Working Party 1* dell'OCSE (di cui è vice presidente dall'ottobre 2007). Nell'ambito del Comitato di Politica Economica dell'Unione Europea ha ricoperto inoltre la carica di presidente del *Lisbon Methodology Working Group* (dal novembre 2006 al gennaio 2010), che ha lo scopo di sviluppare approcci metodologici per monitorare, analizzare e modellare le riforme strutturali. 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 amministrativo dell'ISAE (istituto di ricerca economica) nonché del Comitato scientifico della "Fondazione Masi" e membro del Consiglio di Amministrazione della "Fondazione universitaria economia Tor Vergata CEIS".

Consigliere di amministrazione di Enel dal giugno 2008.

Mauro Miccio, 56 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 mar-

keting 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, 47 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 luglio 2011 è socio fondatore del WIMW (*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, 69 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 fun-

zionario 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 attualmente presidente del *Supervisory Board* di EFRAG (*European Financial Reporting Advisory Group*), 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, 63 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 al settembre 2007 è stato consigliere di amministrazione di

Galp (compagnia petrolifera portoghese), vice presidente dell'Unione Petrolifera (associazione delle compagnie petrolifere 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, 64 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, 64 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato a pieni voti in economia e commercio presso l'U-

niversità "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 Lottomatica Group, presidente del consiglio di amministrazione di Orizzonte SGR, Consigliere di amministrazione indipendente di Autostrada Torino-Milano, membro dell'organismo di vigilanza di Exor istituito ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, presidente del collegio dei revisori della Fondazione Silvio Tronchetti Provera e della Compagnia di San Paolo, membro del collegio dei revisori della Fondazione Intesa San Paolo Onlus e dell'ISPI (Istituto per gli studi di politica internazionale). Presidente del Collegio Sindacale di Enel dal mese di aprile 2010.

Carlo Conte, 64 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 di contabilità pubblica presso la scuola superiore della Pubblica Amministrazione, la scuola superiore dell'Economia e delle Finanze e la scuola di *management* della LUISS, nonché professore a contratto di Amministrazione e Contabilità pubblica presso l'Università "Bocconi" di Milano. Dottore commercialista e reviso-

re 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. Rappresenta attualmente 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.

Sindaco di Enel dal 2004, ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in diversi enti, organismi, società e aziende.

Gennaro Mariconda, 69 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 attualmente professore ordinario di Diritto privato presso la facoltà di Economia e Commercio 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 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.

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

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. C.A. (****)	Indip. da T.U.F. (*****)	Numero di altri incarichi (**)	(***)	(****)	(****)	(****)	(****)
Presidente	Colombo Paolo Andrea	5/2011	12/2011	M	X				100%	3			X	100%
AD/DG	Conti Fulvio	1/2011	12/2011	M	X				100%	2				
Consigliere	Banchi Alessandro	5/2011	12/2011	m		X	X	X	91%	-	X	100%	X	100%
Consigliere	Codogno Lorenzo	1/2011	12/2011	M		X			75%	-	X	92%		X 100%
Consigliere	Miccio Mauro	5/2011	12/2011	M		X	X	X	91%	-	X	100%		X 100%
Consigliere	Napolitano Fernando	1/2011	12/2011	M		X			100%	-	X	88%	X	60%
Consigliere	Solbes Mira Pedro	5/2011	12/2011	m		X	X	X	100%	1	X	80%	X	100%
Consigliere	Taraborrelli Angelo	5/2011	12/2011	m		X	X	X	100%	-	X	100%	X	100%
Consigliere	Tosi Gianfranco	1/2011	12/2011	M		X	X	X	100%	-	X	100%	X	50%
Amministratori cessati durante il 2011														
Presidente	Gnudi Piero	1/2011	5/2011	M	X				100%	2				
Consigliere	Ballio Giulio	1/2011	5/2011	m		X	X	X	100%	-	X	100%	X	N.A.
Consigliere	Costi Renzo	1/2011	5/2011	m		X	X	X	100%	1	X	100%	X	N.A.
Consigliere	Fantozzi Augusto	1/2011	5/2011	m		X	X	X	100%	5	X	100%	X	N.A.
Consigliere	Luciano Alessandro	1/2011	5/2011	M		X	X	X	80%	-	X	100%		

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione: 0,5% del capitale sociale.

Numero di riunioni svolte durante l'esercizio 2011 - CdA: 16; Comitato controllo interno: 13; Comitato remunerazioni: 8; Comitato parti correlate: 2; Comitato corporate governance: 5.

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) Paolo Andrea Colombo: consigliere di amministrazione di Mediaset SpA, presidente del collegio sindacale di GE Capital Interbanca SpA e di Aviva Vita SpA;
 - 2) Fulvio Conti: consigliere di amministrazione di Barclays PLC e di AON Corporation;
 - 3) Pedro Solbes Mira: consigliere di amministrazione di Barclays España 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⁽¹⁾ 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;
 - c) se, direttamente o indirettamente (per esempio attraverso società controllate o delle quali sia esponente di rilievo, ovvero in qualità di partner di uno

(1) 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 rappresentante legale, 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.

- 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 simile.
- 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, ivi inclusa la 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⁽²⁾ 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: Collegio Sindacale di Enel

Carica	Componenti	In carica dal	In carica fino al	Lista (M/m) (*)	(**)	Numero di incarichi (***)
Presidente	Duca Sergio	1/2011	12/2011	m	100%	4
Sindaco effettivo	Conte Carlo	1/2011	12/2011	M	100%	5
Sindaco effettivo	Mariconda Gennaro	1/2011	12/2011	M	95%	1
Sindaco supplente	Salsone Antonia Francesca	1/2011	12/2011	M	-	-
Sindaco supplente	Tutino Franco	1/2011	12/2011	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 2011: 22

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 dichiarato 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.

(2) 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".

Tabella 3: Altre previsioni del Codice di Autodisciplina

	SI	NO	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento dalle raccomandazioni del Codice
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate			
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:	X		
a) limiti	X		
b) modalità d'esercizio	X		
c) e periodicità dell'informativa?	X		
Il CdA si è riservato l'esame e l'approvazione preventiva delle operazioni aventi un particolare rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X		
Il CdA ha definito linee guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X		
Le linee guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X		
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e l'approvazione delle operazioni con parti correlate?	X		
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?	X		
Procedure della più recente nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale			
Il deposito delle candidature alla carica di Amministratore è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità dei candidati a qualificarsi come indipendenti?	X		
Il deposito delle candidature alla carica di Sindaco è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Sindaco erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?	X		
Assemblee			
La Società ha approvato un regolamento di Assemblea?	X		
Il regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X		

segue →

(*) Si osserva che il termine raccomandato per il deposito delle liste di candidati Amministratori e Sindaci è stato elevato da 10 a 15 giorni nella edizione 2006 del Codice di Autodisciplina. L'indicato termine di 10 giorni è risultato applicabile alla Società in forza di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni (art. 4, legge 30 luglio 1994, n. 474) fino alle Assemblee il cui avviso di convocazione sia stato pubblicato entro il 31 ottobre 2010. Per le Assemblee il cui avviso di convocazione è stato pubblicato dopo il 31 ottobre 2010, il Testo Unico della Finanza (come modificato dal decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27) stabilisce che le liste devono essere depositate presso la sede sociale almeno 25 giorni prima della data dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione o il Collegio Sindacale e devono quindi essere pubblicate a cura dell'emittente almeno 21 giorni prima della data dell'Assemblea medesima.

	SI	NO	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento dalle raccomandazioni del Codice
Controllo interno			
La Società ha nominato il preposto al controllo interno?	X		
Il preposto non è responsabile di alcuna area operativa?	X		
Inquadramento organizzativo del preposto al controllo interno			Responsabile della funzione <i>Audit</i> della Società
Investor relations			
La Società ha nominato un responsabile <i>investor relations</i> ?	X		
Unità organizzativa e riferimenti del responsabile <i>investor relations</i>			<p>Rapporti con investitori istituzionali: <i>Investor Relations</i> Viale Regina Margherita, 137 - 00198 Roma tel. 06/83057975 - fax 06/83053771 e-mail: investor.relations@enel.com</p> <p>Rapporti con azionisti individuali: Segreteria Societaria Viale Regina Margherita, 137 - 00198 Roma tel. 06/83054000 - fax 06/83055028 e-mail: azionisti.retail@enel.com</p>

PAGINA BIANCA



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

PAGINA BIANCA

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2011, 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 2011 e il 31 dicembre 2011.
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 2011:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2011 comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

Roma, 7 marzo 2012


Fulvio Conti

Amministratore Delegato di Enel SpA



Luigi Ferraris

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel SpA





Allegati

PAGINA BIANCA

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2011

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 2011, 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.

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

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%	69,17%
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%	23,05%
Adria Link Srl	Gorizia	Italia	325.000,00	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%	13,83%
Aes Distribuidores Salvadoreños y Compañía 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%	13,83%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Agrupación Acefhat AIE	Barcellona	Spagna	793.340,00	EUR	Progettazione e servizi	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67%	15,35%
Aguas Santiago Poniente SA	Santiago	Cile	6.601.120.747,00	CLP	Servizi idrici	Integrale	Construcciones y Proyectos Los Maitenes SA Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	53,06% 25,82%	30,70%
Aguilón 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	39,95%
Aioliki Martinou SA	Maroussi	Grecia	3.950.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Aioliko Voskero SA	Heraklion (Creta)	Grecia	955.600,00	EUR	Costruzione e utilizzo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
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%	34,59%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	69,17%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	998.230.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Chilectra Inversud SA	21,02%	57,85%
							Enersis SA	13,68%	
							Endesa Latinoamérica SA	7,70%	
							Endesa Brasil SA	46,89%	
							Chilectra SA	10,34%	
Ampla Investimentos e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	120.000.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Chilectra Inversud SA	21,02%	57,85%
							Enersis SA	13,68%	
							Endesa Latinoamérica SA	7,70%	
							Endesa Brasil SA	46,89%	
							Chilectra SA	10,34%	
Andaluz de Energía Solar Primera SL	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energías Especiales de Andalucía SL	76,00%	50,60%
Andaluz de Energía Solar Quinta SL	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energías Especiales de Andalucía SL	75,00%	49,93%
Andaluz de Energía Solar Tercera SL	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energías Especiales de Andalucía SL	75,00%	49,93%
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%
Apiaçs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846,33	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Aplicações Hidroeléctricas da Beira Alta Ltda	Lisbona	Portogallo	399.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,71%	27,97%
Aprovechamientos Eléctricos SA	Madrid	Spagna	420.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
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%	69,17%
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%
Argyri Energiaki SA	Atene	Grecia	3.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Aridos Energías Especiales SL	Villalbilla	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	41,05%	32,15%
Artic Russia BV (già Eni 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%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Asociación Nuclear Ascó-Vandellòs 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	Madrid	Spagna	320.000,00	EUR	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,01%	39,17%
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%	39,95%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Aysén Transmisión SA	Santiago	Cile	22.368.000,00	CLP	Produzione e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	99,00%	17,07%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	0,51%	
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	4.900.100,00	CLP	Attività elettrica	Proporzionale	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	99,00%	17,07%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	0,51%	
Azucarera Energías SA	Madrid	Spagna	570.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Barbao SA	Madrid	Spagna	284.878,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	69,17%
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Beaver Valley Holdings Ltd	67,50%	46,69%
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	2,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	69,17%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	30,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	69,17%
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%	39,95%
Black River Hydro Assoc	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	51,88%
Blue Line Valea Nucarilor SRL	Sat Rusu de Sus	Romania	600,00	RON	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Romania Srl (già Blu Line Impex Srl)	100,00%	69,17%
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	601.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	69,17%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	69,17%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	69,17%
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Idaho Inc.	100,00%	69,17%
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Fulcrum Inc. Bp Hydro Associates	24,08% 75,92%	69,17%
Bypass Limited	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	El Dorado Hydro Chi West Inc. Northwest Hydro Inc.	1,00% 29,65% 69,35%	69,17%
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Italia	8.550.000,00	EUR	Ricerche, servizi di prova e collaudo	Equity	Enel SpA	41,94%	41,94%
Calizas Elycar SL	Huesca	Spagna	1.803.000,00	EUR	Impianti di produzione a ciclo combinato	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,58%
Campos - Recursos Energéticos ACE	Barroselas	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	74,41%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Essex Company	100,00%	69,17%
Caney River Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	69,17%
Carboex SA	Madrid	Spagna	24.040.480,00	EUR	Fornitura di combustibili	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Carbones de Berga SA	Barcellona	Spagna	649.090,00	EUR	Attività mineraria	Integrale	Minas y Ferrocarril de Utrillas SA	100,00%	92,06%
Carbopego - Abastecimientos e Combustíveis SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Fornitura di combustibili	Proporzionale	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0,01% 49,99%	46,03%
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%	50,91%
Castle Rock Ridge LP	Wilmington (Delaware)	USA	1.000,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	100,00%	69,17%
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%	54,78%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	35.595.178.229,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Inversora Dock Sud SA (già Sociedad Inversora Dock Sud SA)	69,99%	36,82%
Central Edíca 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%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	151.940.000,00	BRL	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	54,99%
Central Hidráulica Güejar-Siviglia Sierra SL		Spagna	364.210,00	EUR	Gestione di impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,30%	26,08%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	595.000,00	EUR	Gestione di impianti termici	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzioni impianti elettrici	Proporzionale	Central Dock Sud SA	6,40%	9,92%
							Hidroeléctrica El Chocón SA	33,20%	
							Endesa Costanera SA	1,30%	
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	Endesa Generación SA	23,57%	22,02%
							Nucleon SA	0,69%	
Centrum Pre Veda Vysoké 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 Desarrollo 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	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Highfalls Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	6.834.448,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	69,17%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Chi S.F.L.P.	Montreal (Quebec)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Hydroelectric Company Inc.	100,00%	69,17%
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	569.020.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Chilectra SA	Santiago	Cile	36.792.868.194,00	CLP	Holding di partecipazioni, Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Immobiliaria Manso de Velasco Ltda	99,08% 0,01%	55,30%
Chinango SAC	Lima	Perù	294.249.298,00	PEN	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	Integrale	Edegel SA	80,00%	16,73%
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	69,17%
Chladiace Veze Bohunice Spol Sro	Bohunice	Slovacchia	16.598,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Equity	Slovenské elektrárne AS	35,00%	23,10%
Codensa SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	13.209.330.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Endesa Latinoamérica SA Chilectra SA	12,47% 26,66% 9,35%	36,67%
Cogeneración El Salto SL	Saragozza	Spagna	36.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	20,00%	15,67%
Cogeneración Hostalrich AIE	Girona	Spagna	781.300,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,00%	25,85%
Cogeneración Lípsa SL	Barcellona	Spagna	720.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	20,00%	15,67%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Equity	Suministradora Eléctrica de Cadice SA	100,00%	30,84%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	20.516.000,00	EUR	Costruzione di infrastrutture portuali	Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética do Ceará SA	Fortaleza	Brasile	442.950.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA Investluz SA	2,27% 56,59%	32,96%
Companhia Térmica do Beato ACE	Lisbona	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	65,00%	50,91%
Companhia Térmica do Serrado ACE	Paços de Brandão	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	39,95%
Companhia Térmica Hectare ACE	Alcochete	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	47,00%
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	74,41%
Companhia Térmica Oliveira Ferreira ACE	Riba de Ave	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	74,41%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Companhia Térmica Ponte da Pedra ACE	Maia	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	74,41%
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	São Paio de Oleiros	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Pp - Co-Geração SA	49,00%	78,33%
							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%	74,41%
Compañía de Interconexión Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	285.050.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	54,99%
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%	54,99%
Compañía Eléctrica San Isidro SA	Santiago	Cile	39.005.900.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	100,00%	33,47%
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	103.099.640.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA	0,06%	33,47%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,94%	
Compañía Edíca Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,63%	27,91%
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 Re NV	100,00%	96,03%
Concert Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	Integrale	Enel Ingegneria e Innovazione SpA	49,00%	100,00%
							Enel Produzione SpA	51,00%	
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%	69,17%
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%	69,17%
							Enel Green Power International BV	59,14%	
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	130,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	95,00%	69,17%
							Gauley River Power Partners LP	5,00%	
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	80,00%	55,34%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Consorcio Ara-Ingendesa Ltda	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Progettazione e servizi di consulenza	Proporzionale	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Consorcio Ara-Ingendesa Sener Ltda	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Progettazione e servizi di consulenza	Equity	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	33,33%	11,16%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	200.000,00	EUR	Impianti eolici	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Consorcio Ingendesa-Minmetal Ltda	Santiago	Cile	2.000.000,00	CLP	Servizi di ingegneria	Proporzionale	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Consorzio Sviluppo Solare in liquidazione	Roma	Italia	100.000,00	EUR	-	-	Enel Produzione SpA EnelSi - Servizi Integrati Srl	30,00% 70,00%	78,42%
Construcciones y Proyectos Los Maitenes SA	Santiago	Cile	40.139.442.730,00	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. Enel Green Power North America Inc.	50,00% 50,00%	69,17% 19,58%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,58%
Cte - Central Termica do Estuário Lda	Porto	Portogallo	563.910,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,33%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Desarrollo Photosolar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Diseño de Sistemas en silicio SA	Valencia	Spagna	578.000,00	EUR	Sistemi fotovoltaici	-	Endesa Servicios SL	14,39%	13,25%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura Dicogexsa SA	Badajoz	Spagna	21.632.400,00	EUR	Distribuzione di gas	Proporzionale	Endesa Gas SAU	47,00%	43,27%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	Spagna	108.240,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA Hidroeléctrica de Catalunya SL	55,00% 45,00%	92,06%
Distribuidora Eléctrica 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	Enersis SA Empresa Nacional de Electricidad SA Chilectra SA	27,19% 0,89% 23,42%	28,42%
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Padorna Wind Power LLC	100,00%	69,17%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	69,17%
Enel Green Power Emilliana 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 Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	69,17%
Enel Green Power Jeotermal Enerji Yatirimları As	Istanbul	Turchia	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International Bv	98,99%	68,47%
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.067.280,00	BRL	Produzione di energia da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	69,17%
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 Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	69,17%
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 Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	69,17%
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 Enel Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	69,17%
Energiaki Polymyloy SA	Atene	Grecia	45.553.352,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
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 Generandes Perú SA	29,40% 54,20%	20,91%
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	85,00%	66,58%
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%	29,37%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	1.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Olympe Inc. Northwest Hydro Inc.	82,50% 17,50%	69,17%
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	20.242,26	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel SpA Endesa Generación SA	4,31% 40,99%	42,05%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
Eléctrica Cabo Blanco SA (già Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA)	Lima	Perù	46.508.170,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Latinoamérica SA Generalima SA	80,00% 20,00%	92,06%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	6.611.130,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Proporzionale	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	Endesa Latinoamérica SA Empresa Nacional de Electricidad SA	21,60% 26,88%	28,88%
Emittente Titoli SpA	Milano	Italia	5.200.000,00	EUR	-	-	Enel SpA	10,00%	10,00%
Empreendimento Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
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%	41,03%
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%	37,60%
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%	62,66%
Empreendimentos 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%	24,96%
Empreendimentos Eólicos da Espiga SA	Carninha	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	100,00%	29,37%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spagna	18.030.000,00	EUR	Attività mineraria	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	Lima	Perù	638.560.000,00	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Inversiones Distrilima SA	24,00% 51,68%	48,68%
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 de Ingeniería Ingendesa SA	Santiago	Cile	2.383.484.817,00	CLP	Servizi di ingegneria	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA Empresa Nacional de Electricidad SA	1,25% 98,75%	33,47%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Empresa Distribuidora Sur SA	Buenos Aires	Argentina	898.590.000,00	ARS	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Distrielec Inversora SA	56,36%	42,22%
							Enersis SA	16,02%	
							Endesa Latinoamérica SA	6,22%	
							Chilectra SA	20,85%	
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	14.053.147,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Latin America Ltda	99,99%	69,17%
							Energía Alerce Ltda	0,01%	
Empresa Eléctrica Puyehue SA	Santiago	Cile	11.169.752.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Latin America Ltda	99,90%	69,17%
							Energía Alerce Ltda	0,10%	
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 (già Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA)	60,00%	88,84%
							Generalima SA	36,50%	
Empresa Eléctrica Pangué SA	Santiago	Cile	91.041.497.037,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA	0,01%	36,41%
							Endesa Latinoamérica SA	5,01%	
							Empresa Nacional de Electricidad SA	94,98%	
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 Ltda	51,00%	35,28%
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	10.000,00	BRL	Attività elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	99,99%	54,99%
							Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	0,01%	
Endesa Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA	0,34%	33,47%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,66%	

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	916.880.000,00	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra Inversud SA	4,23%	54,99%
							Enersis SA	21,46%	
							Endesa Latinoamérica SA	27,71%	
							Empresa Nacional de Electricidad SA	35,29%	
							Edegel SA	4,07%	
							Chilectra SA	4,53%	
Endesa Capital Finance LLC	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Finanziaria	Integrale	International Endesa BV	100,00%	92,06%
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	60.200,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa 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%
Endesa Cemsa SA	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Endesa Latinoamérica SA	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 SA	100,00%	92,06%
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcelona	Spagna	1.204.540.060,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Eco SA	Santiago	Cile	681.850.000,00	CLP	Studi e progetti nel campo delle fonti rinnovabili	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA	0,01%	33,47%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,99%	
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 (già Nubia 2000 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%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Generación Portugal SA	Paço de Arcos	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	0,20%	91,98%
							Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	0,20%	
							Endesa Generación SA	99,20%	
							Endesa Energía SA	0,20%	
							Energías de Aragón II SL	0,20%	
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	1.945.329.830,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000,00	EUR	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Inversiones Generales SA	Santiago	Cile	3.055.837.927,00	CLP	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Eléctrica Pehuenche SA	0,49%	33,46%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,51%	
Endesa Ireland Ltd	Dublino	Irlanda	439.733.778,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Endesa Latinoamérica SA	Madrid	Spagna	1.500.000.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa North America Inc.	New York (New York)	USA	1,00	USD	Ufficio di rappresentanza	Integrale	Endesa Desarrollo SL	100,00%	92,06%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Barcelona	Spagna	10.138.580,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	2,00	GBP	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Red SA	Barcelona	Spagna	714.985.850,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa SA	Madrid	Spagna	1.270.502.540,40	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	89.999.790,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Trading SA	Madrid	Spagna	800.000,00	EUR	Operazioni di trading	Integrale	Endesa Generación 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	Canada	16.251.021,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	69,17%
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	419.400.000,00	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel Atlantic Canada LP	St. John (Newfoundland)	Canada	-	CAD	Eolico	Integrale	Hydrodev Inc.	3,90%	69,17%
							Newind Group Inc.	1,00%	
							Chi Hydroelectric Company Inc.	13,10%	
							Enel Green Power Canada Inc.	82,00%	

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
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%	69,17%
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 Costanza SA		Romania	280.285.560,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Muntenia SA (già Electrica Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	271.635.250,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Distribuzione SpA	Roma	Italia	2.600.000.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039,00	EUR	Vendita di gas e di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA (già Electrica Furnizare Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	37.004.350,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	140.000.000,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Energy Europe SL	Madrid	Spagna	500.000.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Esn Energo LLC	San Pietroburgo	Federazione Russa	2.700.000,00	RUB	Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Esn Management BV	100,00%	75,00%
Enel Esn Management BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Produzione SpA	75,00%	75,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Olanda	1.478.810.370,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Panama SA	50,06%	34,63%
Enel France Sas	Parigi	Francia	34.937.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	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%	69,17%
Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione gestione di impianti fotovoltaici	Proporzionale	Enel Green Power SpA	50,00%	34,59%
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%	69,17%
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	35,28%
Enel Green Power Calabria Srl	Cosenza	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	1.757.364,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	-	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	69,17%
							Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	
Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	60,00%	78,33%
							Endesa Generación SA	40,00%	

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Extremadura	Merida (Badajoz)	Spagna	3.012,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	Lione	Francia	80.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	2.161.000,00	EUR	Holding di partecipazioni, Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	244.532.298,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	60,00%	63,50%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	60,00%	63,50%
Enel Green Power North America Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	50,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	1.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	99,90%	69,17%
							Energía Alerce Ltda	0,10%	
Enel Green Power Portoscuso Srl (già Portoscuso Energia Srl)	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Primavera SA	Rio de Janeiro	Brasile	16.506.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	69,17%
							Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	
Enel Green Power Puglia Srl (già Italgest Wind Srl)	Melissano	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Romania Srl (già Blu Line Impex Srl)	Sat Rusu de Sus	Romania	890.000.500,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power SAO Judas Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.256.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	69,17%
							Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	1.000.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel SpA	69,17%	69,17%
Enel Green Power San Gillio Srl	Milano	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	80,00%	55,34%
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%	41,50%
Enel Green Power TSS Srl (già Anemos 1 Srl)	Melissano	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Puglia Srl (già Italgest Wind Srl)	100,00%	69,17%
Enel Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	Roma	Italia	30.000.000,00	EUR	Studio, progettazione, realizzazione, manutenzione di opere di ingegneria	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
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%	69,17%
Enel Latin America Ltda	Santiago	Cile	20.455.970.775,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydromac Energy BV Energía Alerce Ltda	0,01% 99,99%	69,17%
Enel Lease Eurl (già Société du Parc Eolien Grandes Terres Est 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%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Enel OGGK-5 OJSC (già OGGK-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%	69,17%
Enel Productie Srl (già Global Power Investment Srl)	Bucarest	Romania	19.910.200,00	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	54.139.160,00	EUR	Distribuzione di gas	Equity	Enel Distribuzione SpA	19,88%	19,88%
Enel Romania Srl (già Enel Servizi Srl)	Judetul Ilfov	Romania	200.000,00	RON	Prestazioni di servizi alle imprese	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Rus LLC	Mosca	Federazione Russa	350.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	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%	69,17%
Enel Servizi Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Distributie Banat SA Enel Distributie Dobrogea SA	50,00% 50,00%	51,00%
Enel Servizi Srl	Roma	Italia	50.000.000,00	EUR	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliari e servizi alle imprese	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
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%	69,17%
Enel Stoccaggi Srl	Roma	Italia	3.030.000,00	EUR	Costruzione e gestione di campi di stoccaggio, stoccaggio di gas naturale	Proporzionale	Enel Trade SpA	51,00%	51,00%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	69,17%
Enel Trade Hungary Kft (in liquidazione)	Budapest	Ungheria	184.690,00	EUR	Sourcing e trading di energia elettrica	-	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Romania Srl	Bucarest	Romania	74.250.200,00	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 Croatia 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 Re Ltd	Dublino	Irlanda	3.000.000,00	EUR	Riassicurazione	Integrale	Enel Re NV	100,00%	96,03%
Enel Re NV	Amsterdam	Olanda	50.000,00	EUR	Holding nel settore delle assicurazioni	Integrale	Endesa SA Enel Investment Holding BV	50,00% 50,00%	96,03%
Enel SI - Servizi Integrati Srl	Roma	Italia	5.000.000,00	EUR	Impiantistica e servizi energetici	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enelco SA	Atene	Grecia	7.160.108,60	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
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 Brasil Participações Ltda Enel Green Power International BV	99,99% 0,01%	69,17%
Enelpower SpA	Milano	Italia	2.000.000,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
ENEOP - Edifícios de Portugal SA	Lisbona	Portogallo	5.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	17,98% 17,98%	28,17%
Enercamp - 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%	78,33%
Enercor - Produção de Energia ACE	Montijo	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	70,00%	54,83%
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	1.360.670,00	CLP	Holding di partecipazioni	Integrale	Hydromac Energy BV Enel Green Power International BV	99,90% 0,10%	69,17%
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	35,28%
Energia Global de México (Enemex) 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%	68,48%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	69,17%
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 Guatemala SA Enel Green Power International BV	0,01% 99,99%	69,17%
Energía Nueva de Iggu Srl de Cv	Città del Messico	Messico	3.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	0,10% 99,90%	69,17%
Energías de Villarrubia SL	Barcellona	Spagna	3.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	20,00%	15,67%
Energías Especiales de Andalucía SL	Siviglia	Spagna	800.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	85,00%	66,58%
Energías Especiales de Careon SA	La Coruña	Spagna	270.450,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	77,00%	60,31%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	62,66%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Energías Especiales del Noroeste SA	Madrid	Spagna	6.812.040,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Energías Especiales Montes Castellanos SL	Madrid	Spagna	6.741.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Energías Especiales Valencianas SL	Valencia	Spagna	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Energías Renovables Montes de San Sebastián SL	Madrid	Spagna	2.505.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
Energoslužby 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	-	Slovenské elektrárne AS	16,67%	11,00%
Energética de Roselló AIE	Barcelona	Spagna	3.606.060,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
Energía de la Loma SA	Jean	Spagna	4.450.000,00	EUR	Biomasse	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Energías de Graus SL	Barcelona	Spagna	1.298.160,00	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	66,67%	52,22%
Energías de la Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	279.500,00	EUR	Biomasse	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	68,42%	53,59%
Energías Especiales de Gata SL	Badajoz	Spagna	3.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Energías Especiales de Padul SL	Madrid	Spagna	3.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Energías Especiales Montes de Andalucía SL	Siviglia	Spagna	3.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Energías Especiales Santa Barbara SL	Badajoz	Spagna	3.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Enerlasa SA	Madrid	Spagna	1.021.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	45,00%	35,25%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enelive Srl	Cosenza	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	41,50%
Enelousado Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Impianti di produzione a ciclo combinato	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00% 50,00%	78,33%
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%	78,33%
Ensafeqa Holding Empresarial SL	Barcellona	Spagna	7.721.330.000,00	EUR	Servizi IT	Equity	Endesa SA	32,43%	29,86%
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%	58,74%
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%	39,95%
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%	39,95%
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%
Ercaisa Cogeneración SA	Saragozza	Spagna	601.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Erecosalz SL	Saragozza	Spagna	18.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,00%	25,85%
Erfei AIE	Tarragona	Spagna	720.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	42,00%	32,90%
Essex Company	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
EUFER Operación SL (già EUFER Comercializadora SL)	Madrid	Spagna	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Eurohuevo Cogeneración AIE	Barcellona	Spagna	2.606.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	70,00%	54,83%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	73,60%	57,65%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	65,00%	50,91%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
Eólica de la Cuenca Central Asturiana SL	Asturie	Spagna	30.000,00	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100,00	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	39,95%
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	90.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Eólica Fazenda Nova - Geração e Comercialização de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	1.839.000,00	BRL	Impianti eolici	Integrale	Endesa Brasil SA	99,95%	54,97%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,50%	39,55%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	62,66%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	55,00%	43,08%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura - Las Palmas	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	60,00%	47,00%
Eólicos Touriñán SA	La Coruña	Spagna	601.020,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Feneralt - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	25,00%	19,58%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Fisterra Eólica SL	La Coruña	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Fotovoltaica Insular SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	USA	1.002,50	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
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%	39,16%
Galsi SpA	Milano	Italia	37.242.300,00	EUR	Ingegneria nel settore energetico ed infrastrutturale	-	Enel Produzione SpA	15,61%	15,61%
Garden Heights Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	69,17%
Garofeica SA	Barcelona	Spagna	721.200,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	185.025.186,00	USD	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Gas Atacama SA	99,90%	16,74%
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	291.484.088,00	USD	Holding di partecipazioni	Proporzionale	Inversiones Endesa Norte SA	0,05%	
Gas Extremadura Transportista SL	Badajoz	Spagna	5.000.000,00	EUR	Trasporto e stoccaggio di gas	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 Gas SAU	40,00%	36,82%
Gasificadora Regional Canaria SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	238.320,00	EUR	Distribuzione di gas	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124,00	USD	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Endesa Gas SAU	72,00%	66,28%
							Inversiones Endesa Norte SA	57,23%	16,74%
							Energex Co	0,03%	
								42,71%	

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 Gas Atacama Chile SA	0,12% 99,88%	16,74%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Essex Company	100,00%	69,17%
Gauley River Management Corporation	Williston (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Gauley River Power Partners LP	Williston (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Gauley River Management Corporation	100,00%	69,17%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Guatemala SA Enel Green Power International BV	1,00% 99,00%	69,17%
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Guatemala SA Enel Green Power International BV	0,01% 99,99%	69,17%
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%
Geotermica del Norte SA	Santiago	Cile	62.728.178.101,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Latin America Ltda	51,00%	35,28%
Geotermica Nicaraguense SA	Managua	Nicaragua	92.050.000,00	NIO	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	41,50%
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGP Geronimo Holding Company Inc.	25,00%	17,29%
Glaftos Hydroelectric Station SA	Maroussi	Grecia	4.690.000,00	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore elettrico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
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	195.882.353,00	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 dell'impianto di produzione El Hierro	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	30,00%	27,62%
Green Fuel Corporación SA	Santader	Spagna	121.000,00	EUR	Sviluppo, costruzione e operazioni di biodiesel	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA) Endesa Generación SA	24,24% 12,97%	30,93%
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%	69,17%
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%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Guadarranque Solar 8 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Guadarranque Solar 9 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
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%	69,16%
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 Oural SL	Lugo	Spagna	1.608.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Hidroeléctrica del Piedra SL	Saragozza	Spagna	160.470,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,58%
Hidroeléctrica El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298.584.050,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroinvest SA Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Argentina SA	59,00% 2,48% 6,19%	21,88%
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 Endesa Argentina SA	41,94% 54,16%	32,17%
Hidromondego - Hidroeléctrica do Mondego Lda	Lisbona	Portogallo	3.000,00	EUR	Attività nel settore idroelettrico	Integrale	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	10,00% 90,00%	92,05%
Hidroribeira - Emp Hidricos e Eólicos Lda	Paço de Arcos	Portogallo	7.481,96	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico do Moinho do Céu SA	100,00%	78,33%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
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%	13,83%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de Los Caballeros (Badajoz)	Spagna	3.500,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	39,95%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Hydro Constructional SA	Maroussi	Grecia	3.630.000,00	EUR	Ingegneria nel settore elettrico, trading di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
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%	69,17%
Hydro Dolomiti Enel Srl	Trento	Italia	3.000.000,00	EUR	Produzione, acquisto e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Enel Produzione SpA	49,00%	49,00%
Hydro Energies Corporation	Williston (Vermont)	USA	5.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Hydrodev Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	7.587.320,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	69,17%
Hydrodev Limited Partnership	Montreal (Quebec)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydrodev Inc.	100,00%	69,17%
Hydrogen Park - Marghera per l'Idrogeno Srl	Venezia	Italia	245.000,00	EUR	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	Integrale	Enel Produzione SpA	55,10%	55,10%
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Hídricas de Viseu SA	Viseu	Portogallo	986.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,00%	78,33%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	67,00%	
Ict Servicios Informáticos Ltda	Santiago	Cile	500.000.000,00	CLP	Servizi ICT	Integrale	Enersis SA	99,00%	55,80%
							Chilectra SA	1,00%	
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%	69,17%
Ingendesa do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	500.000,00	BRL	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	Integrale	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	99,00%	33,47%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	1,00%	
Iniciativas de Gas SL	Madrid	Spagna	1.300.010,00	EUR	Gas naturale e servizi a esso connessi	Proporzionale	Endesa Generación SA	40,00%	36,82%
Inkolan Informacion 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%	92,05%
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%	20,75%
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%	55,34%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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	8.121.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
International Wind Parks of Crete SA	Maroussi	Grecia	3.093.000,00	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
International Wind Parks of Rhodes SA	Maroussi	Grecia	5.070.000,00	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
International Wind Parks of Thrace SA	Maroussi	Grecia	5.655.000,00	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
International Wind Power SA	Maroussi	Grecia	5.119.620,00	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Inversiones Distrillina SA	Lima	Perù	287.837.245,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Endesa Latinoamérica SA Chilectra SA	35,02% 34,83% 30,15%	68,28%
Inversiones Endesa Norte SA	Santiago	Cile	92.571.641.874,00	CLP	Investimenti in progetti energetici	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	100,00%	33,47%
Inversiones Eólicas La Esperanza SA	San José	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	Enel de Costa Rica SA	51,00%	35,28%
Inversiones Gasatacama Holding Ltda	Santiago	Cile	333.520.000,00	USD	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Inversiones Endesa Norte SA	50,00%	16,74%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 (già Sociedad Inversora Dock Sud SA)	Buenos Aires	Argentina	241.490.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Latinoamérica SA	57,14%	52,60%
Investluz SA	Fortaleza	Brasile	954.620.000,00	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Brasil SA Ampla Investimentos e Serviços SA	63,57% 36,43%	56,03%
Iris 2006 Srl	Cutro	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
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%	69,17%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Kromschroeder SA	L'Hospitalet de Llobregat (Barcellona)	Spagna	657.000,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Gas SAU	27,93%	25,71%
La Pereda CO ₂ AIE	Oviedo	Spagna	224.286,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
LaGeo SA de Cv	Ahuachapán	El Salvador	2.562.826.700,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power SpA	36,20%	25,04%
Latin America Energy Holding BV (in liquidazione)	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	-	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc. Essex Company	7,50% 92,50%	69,17%
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%
Lipetskenergobytt 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	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	69,17%
Lower Saranac Corporation	New York (New York)	USA	2,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	69,17%
Lower Saranac Hydro Partners	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC Lower Saranac Corporation	99,00% 1,00%	69,17%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	0,10% 99,90%	55,30%
Maicor Wind Srl	Cosenza	Italia	20.850.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	41,50%
Marcinelle Energie SA	Charleroi	Belgio	110.061.500,00	EUR	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	80,00%	80,00%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	69,17%
Medgaz SA	Madrid	Spagna	28.500.000,00	EUR	Sviluppo e progettazione	-	Endesa Generación SA	12,00%	11,05%
Medidas Ambientales SL (Burgos)	Medina de Pomar	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%	35,28%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhydro 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%	69,16%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Minas de Esteruel SA	Madrid	Spagna	93.160,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Minas Gargallo SL	99,65%	91,66%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	150.000,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	99,91%	91,98%
Minas y Ferrocarril de Utrillas SA	Barcellona	Spagna	3.850.320,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE	Saragozza	Spagna	1.202.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	-	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	15,00%	11,75%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	36,50%	28,59%
Missisquoi Associates	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Sheldon Vermont Hydro Company Inc. Sheldon Springs Hydro Associates LP	1,00% 99,00%	69,17%
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%	33,89%
Myhs Kastaniotiko SA	Maroussi	Grecia	2.560.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Myhs Pougakia SA	Maroussi	Grecia	1.250.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	69,17%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	69,17%
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%	69,17%
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
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%
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	15,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydrodev Inc.	66,66%	46,11%
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	10.000.000,00	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel OGK-5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	100,00%	56,43%
Ochrana A Bezpečnost Se AS	Morhovec	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 Energía SA	11,50%	
							Endesa Distribución Eléctrica SL	5,19%	
							Endesa Gas SAU	0,35%	
Olympe Inc.	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
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%	58,79%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,33%	26,11%
Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	Bahia	Brasile	220.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	69,17%
							Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	
Parque Eólico Engenho Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	685.423,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	69,17%
							Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	Recife	Brasile	545.334,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	69,17%
							Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	
Parque Eólico Ouroventos Ltda.	Bahia	Brasile	566.347,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	69,17%
							Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	
Parque Eólico Serra Azul Ltda.	Bahia	Brasile	440.267,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	69,17%
							Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	
Parque Eólico Ventania Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	440.267,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	69,17%
							Parque Eólico Cristal Ltda	1,00%	
Ph Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	28,57%	44,96%
							Inversiones Eólicas 7 La Esperanza SA	1,43%	
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%	23,13%
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%	27,67%
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%	23,74%
Photovoltaic Station Agrilia Baka Production of Energy SA	Kifissia	Grecia	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Photovoltaic Station Chamolio Production of Energy SA	Kifissia	Grecia	245.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Photovoltaic Station Kavassila Production of Energy SA	Kifissia	Grecia	151.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Photovoltaic Station Limnochori Production of Energy SA	Kifissia	Grecia	323.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
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%	69,17%
Papeleira Portuguesa SA	São Paio de Oleiros	Portogallo	916.229,00	EUR	Fabbricazione di carta	-	TP - Sociedade Técnica Portuguesa SA	13,16%	10,31%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
Parc Eolic Els Algars SL	Barcellona	Spagna	1.313.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parc Eolic La Tossa - La Mola D'en Pascual SL	Barcelona	Spagna	1.183.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Parc Eolien de Beauséjour Sasu	Lione	Francia	37.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parc Eolien de Bouville Sasu	Lione	Francia	37.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parc Eolien de la Grande Epine Sasu	Lione	Francia	37.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parc Eolien de la Vallière Sasu	Saint Priest	Francia	59.240,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	49,00%	33,89%
Parc Eolien des Ramiers Sasu	Lione	Francia	37.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parque Eólico Cristal Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power International BV	99,99% 0,01%	69,17%
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Barbao SA	50,16%	39,29%
Parque Eólico Taital SA	Santiago	Cile	50.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Latin America Ltda Energía Alerce Ltda	99,99% 0,01%	69,17%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	62,66%
Parque Eólico Corullón SL	Madrid	Spagna	460.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Parque Eólico de Aragón AIE	Saragozza	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	62,66%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
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%	78,33%
Parque Eólico de Malpica SA	La Coruña	Spagna	950.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,42%	27,74%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	82,00%	64,23%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	65,67%	51,44%
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	65,00%	50,91%
Parque Eólico do Moinho do Céu SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	78,33%
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%	39,95%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	75,50%	59,14%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	52,00%	40,73%
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	50,00%	78,33%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00%	
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	7.193.970,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	58,00%	45,43%
Parque Fotovoltaico Aricoute I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
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%
Parque Fotovoltaico Tablero I 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 SA	50,00%	46,03%
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	69,17%
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%
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%	69,17%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Planta de Regasificación de Sagunto SA	Madrid	Spagna	1.500.000,00	EUR	Attività di commercializzazione di gas e combustibili	Proporzionale	Iniciativas de Gas SL	50,00%	18,41%
Planta Edifica Europea SA	Siviglia	Spagna	1.198.530,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	56,12%	43,96%
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%	23,50%
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%	78,33%
Pragma Energy SA	Lugano	Svizzera	4.000.000,00	CHF	Trading di carbone	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
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%	69,17%
Productor Regional de Energia Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	85,00%	66,58%
Productor Regional de Energia Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	82,89%	64,92%
Productora de Energías SA	Barcelona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
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	1.439.000,00	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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
Promociones y Desarrollo Sector Levante SL	Madrid	Spagna	6.000,00	EUR	Attività immobiliare	Equity	Bolonia Real Estate SL	45,00%	41,43%
Provedora 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%	69,16%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,33%	26,11%
Puignerel AIE	Barcelona	Spagna	11.299.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,58%
Pyrites Associates	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%	69,17%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

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%
Quatara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.148.511,80	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
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 Guatemala SA	0,01%	64,91%
							Enel Green Power International BV	42,83%	
							Enel Green Power SpA	51,00%	
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	Chi West Inc.	82,50%	69,17%
							Northwest Hydro Inc.	17,50%	
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	69,17%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	51,00%	35,28%
Rofeica d'Energía SA	Barcellona	Spagna	1.983.300,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
RusEnergoby C LLC	Khanty-Mansiyskiy	Federazione Russa	5.100,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	RusEnergoby LLC	51,00%	25,25%
RusEnergoby LLC	Mosca	Federazione Russa	2.760.000,00	RUB	Trading di energia elettrica	Proporzionale	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
RusEnergoby Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Federazione Russa	4.600.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	RusEnergoby 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%	35,28%
SF Energy Srl	Bolzano	Italia	30.000,00	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	EnelNewHydro Srl	41,55%	41,55%
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12.000,00	ARS	Monitoraggio del sistema elettrico	Proporzionale	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	21,11%
Saditel Tecnologías de la Información SA	Siviglia	Spagna	663.520,00	EUR	Servizi informatici	Equity	Endesa Servicios SL	22,00%	20,25%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410,00	EUR	Impianti idroelettrici	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
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%	69,17%
Sanatorium-Preventorium Nevinnomyssk Energetik OJSC		Federazione Russa	10.571.300,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	OGK-5 Finance LLC	0,01%	56,43%
							Enel OGK-5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	99,99%	

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Santo Rostro Cogeneración SA	Siviglia	Spagna	207.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	45,00%	35,25%
Sati Cogeneración AIE	Barcellona	Spagna	66.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,50%	21,54%
Se Hazelton A LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Bypass Power Company Chi West Inc.	1,00% 99,00%	69,17%
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 Alvaizere SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,33%
Selnet S.r.l.	Bolzano	Italia	68.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	-	Enel Distribuzione SpA	10,00%	10,00%
Serra do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	3.125,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Eólicos Touriñán SA	100,00%	78,33%
Sever/Energia (già Enineftegaz)	Mosca	Federazione Russa	55.114.150.000,00	RUB	Lavorazione e trasporto di gas e petrolio	Equity	Artic Russia BV (già Eni 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%	69,17%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	69,17%
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%	43,08%
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900,00	EUR	Produzione di energia	-	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	16,70%	13,08%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Granada	Spagna	175.200,00	EUR	Produzione di energia	-	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	28,13%	22,03%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	96,00%	75,19%
Sistemas Energéticos La Muela SA	Saragozza	Spagna	3.065.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Sistemas Energéticos Más Garullo SA	Saragozza	Spagna	1.503.410,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
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%	69,17%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
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%	69,17%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Nevkan Renewables LLC	100,00%	69,17%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	69,17%
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%	69,17%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Cile	5.738.046.495,00	CLP	Investimenti finanziari	Integrale	Immobiliaria 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	Endesa Inversiones Generales SA	0,01%	33,47%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,99%	
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.590,78	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	63,34%	49,61%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	2.404.040,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá D.C.	Colombia	5.800.000,00	COP	Costruzione e gestione di porti	Integrale	Inversora Codensa Sas	4,90%	29,22%
							Emgesa SA ESP	94,95%	
Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Bouleste Sas	Lione	Francia	37.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Société Armoricaïne d'Energie Eolienne Sarl	Lione	Francia	1.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
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%
Sodesa - Comercialização de Energia Eléctrica SA	Porto	Portogallo	750.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Energia SA	50,00%	46,03%
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%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chf Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Sotaventro Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	18,00%	14,10%
Soternix - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	39,95%
Southern Cone Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	19.870.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA	1,97%	33,47%
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc. de Electricidad SA	98,03%	
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
St-Felicien Cogeneration	Montreal (Quebec)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydrodev Inc.	4,00%	66,40%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	12.020.240,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	92,00%	30,84%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Torroella de Montgrí (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	8.200,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	51,88%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Sviluppo Nucleare Italia Srl	Roma	Italia	200.000,00	EUR	Sviluppo, costruzione e gestione di reattori nucleari EPR	Integrale	Enel Ingegneria e Innovazione SpA	100,00%	100,00%
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	USA	250,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
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%	10,38%
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	35,28%
Tecnoservice Srl	Rovigo	Italia	10.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Generación SA	45,00%	41,43%
Tecnoquat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	75,00%	51,88%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Paço de Arcos	Portogallo	5.025.000,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Generación SA	38,89%	35,80%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%
Termoelectrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto a ciclo combinato	Equity	Central Dock Sud SA Hidroeléctrica El Chocón SA Endesa Costanera SA	5,32% 15,35% 5,51%	6,60%
Termoelectrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto a ciclo combinato	Equity	Central Dock Sud SA Hidroeléctrica El Chocón SA Endesa Costanera SA	5,32% 15,35% 5,51%	6,60%
Termotec Energía AIE	Valencia	Spagna	481.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	45,00%	35,25%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	69,17%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
Tirmadrid SA	Valdemingómez	Spagna	16.828.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	18,64%	14,60%
Tirme SA	Palma de Mallorca	Spagna	7.662.750,00	EUR	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Tko Power Inc.	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	69,17%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Toledo P+ AEIE	Madrid	Spagna	26.890,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,33%	26,11%
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%	78,33%
Trade Wind Energy LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Kansas LLC	42,00%	29,05%
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%	16,74%
Transmisora de Energía Renovable SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Guatemala SA	0,01%	69,17%
Transportadora de Energía SA	Buenos Aires	Argentina	55.512.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	54,99%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA	Olot (Girona)	Spagna	72.120,00	EUR	Trasmissione di energia elettrica	Integrale	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	67,51%
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Endesa Distribución Eléctrica SL	73,33%	67,51%
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Highfalls Inc.	2,00%	69,17%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Highfalls Hydro Company Inc.	98,00%	35,28%
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	10,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	69,17%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Ufeyys SL	Aranjuez	Spagna	2.373.950,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Unelco Cogeneraciones Sanitarias del Archipiélago SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.202.020,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,33%
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 (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
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%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Ventominho Energias Renovaveis SA	Esposende	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	84,99%	24,96%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
Wp France 3 Sas	Lione	Francia	1.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erehis Sas)	100,00%	69,17%
Water & Industrial Services Company SpA	Monza	Italia	15.615.000,00	EUR	Depurazione delle acque reflue	Integrale	Enel NewHydro Srl	100,00%	100,00%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	USA	300,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
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%	69,17%
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%	69,17%
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%	69,17%
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	225.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	296.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	252.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
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%	20,75%
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%	55,34%
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%	20,75%
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%	20,75%
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	399.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

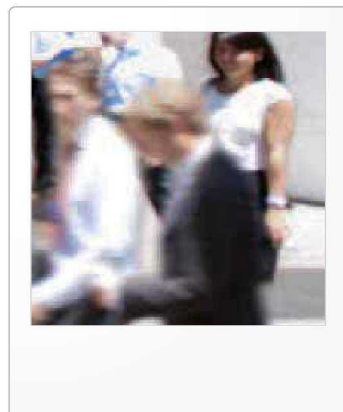
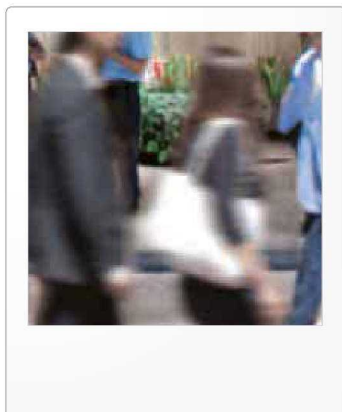
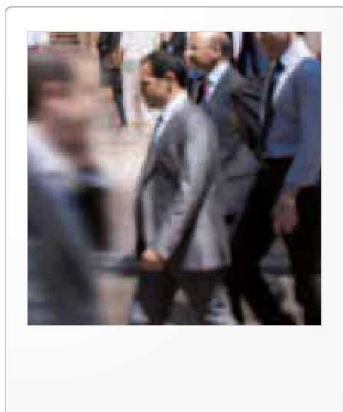
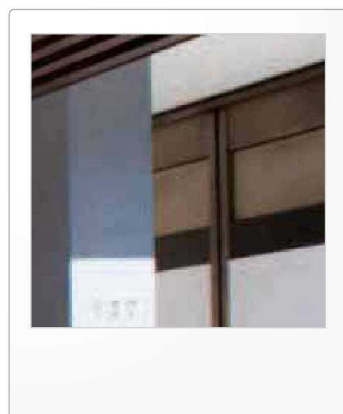
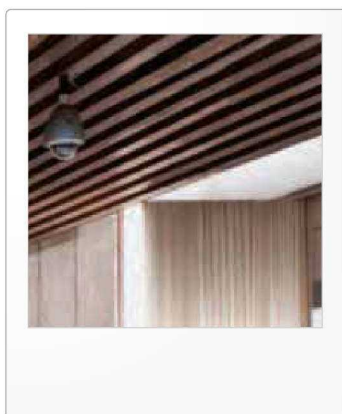
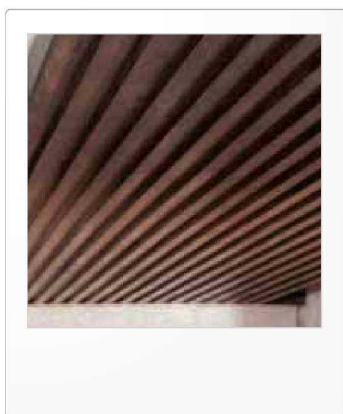
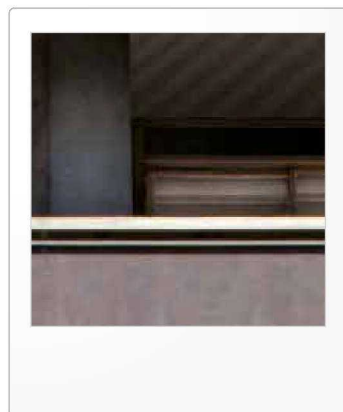
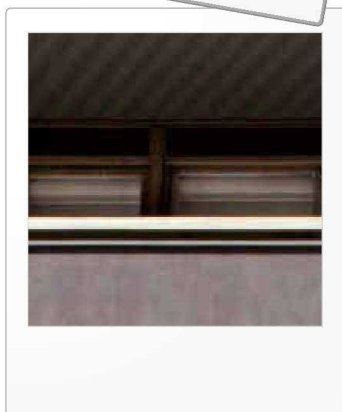
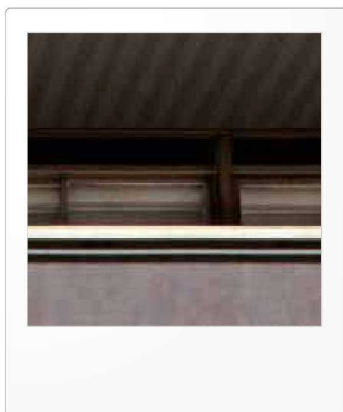
Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	95.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	255.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
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%	20,75%
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	179.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	291.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
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%	20,75%
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	291.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
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%	20,75%
Wind Parks of Thrace SA	Maroussi	Grecia	3.032.220,00	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
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%	20,23%
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%	20,75%
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%	20,75%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%

XVII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20.000.000,00	ARS	Trasmissione di energia elettrica	Equity	Endesa Latinoamérica SA	22,22%	20,46%
Yedesa-Cogeneración SA	Almería	Spagna	234.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%

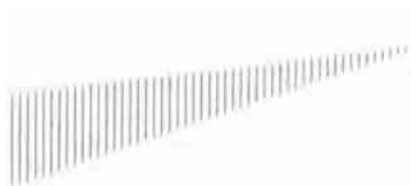


Relazioni



PAGINA BIANCA

Relazione della Società di revisione
sul Bilancio consolidato 2011 del Gruppo Enel



Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma
Tel. +39 06 324751
Fax +39 06 32475274
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 2011. 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.

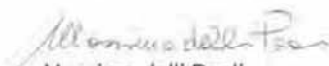
Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno risposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati ed assoggettati a revisione contabile da altro revisore, che ha emesso la relazione di revisione in data 6 aprile 2011. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2011.
3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2011 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 2011.

Roma, 6 aprile 2012

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Massimo delli Paoli
(Socio)

€ 37,20



170150000610