Bilancio consolidato 2011

Indice

Relazione sulla gestione

La struttura Enel 6
Organi sociali 8
Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder* 9
Sintesi dei risultati 17
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo 22
Risultati economici per area di attività 38
> Mercato 39
> Generazione ed Energy Management 42
> Ingegneria e Innovazione 47
> Infrastrutture e Reti 48
> Iberia e America Latina 51
> Internazionale 56
> Energie Rinnovabili 61
> Capogruppo, Servizi e Altre attività 65
Fatti di rilievo del 2011 67
Scenario di riferimento 75
Enel e i mercati finanziari 75
Il contesto economico energetico nel 2011 78
I mercati dell'energia e del gas 82
Aspetti normativi e tariffari 86
Principali rischi e incertezze 107
Prevedibile evoluzione della gestione 113
Sostenibilità 114
> La sostenibilità in Enel 114
> Persone 121
- Personale e organizzazione 121
- Clienti 131
- Società 133
> Strategia climatica e ambiente 136
> Ricerca e sviluppo 139
Informativa sulle parti correlate 145
Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel Spa
e i corrispondenti dati consolidati 146

Bilancio consolidato

Prospetti contabili consolidati 148
Conto economico consolidato 148
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio 149
Stato patrimoniale consolidato 150
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato 152
Rendiconto finanziario consolidato 153
Note di commento 154

Corporate governance 281

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 282

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 341

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2011 344

Relazione sulla gestione

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 Hydro Power
> 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 Rénovables.

La Divisione Mercato 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.
La Divisione Generazione ed Energy Management ha la missione di produrre energia elettrica a costi competitivi, nel rispetto dell'ambiente.
La Divisione Infrastrutture e Reti 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.
La Divisione Iberia e America Latina 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.
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.
La Divisione Internazionale 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.
La Divisione Energie Rinnovabili 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.
Le attività delle Divisioni operative 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

Consiglieri

Alessandro Banchi

Lorenzo Codogno

Mauro Miccio

Fernando Napolitano

Pedro Solbes Mira

Angelo Taraborrelli

Gianfranco Tosi

Segretario del Consiglio

Claudio Sartorelli

Collegio Sindacale

Presidente

Sergio Duca

Sindaci effettivi

Carlo Conte

Gennaro Mariconda

Sindaci supplenti

Antonia Francesca Salsone

Franco Luciano Tutino

Società di revisione

Reconta Ernst & Young SpA

Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio è investito per statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società 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, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder*

Cari *stakeholder*,

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 ad 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. Ad esempio, in Italia il referendum abrogativo dello scorso giugno ha segnato l'uscita del Paese e dell'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 ad un *mix* di generazione equilibrato che impiega tutte le fonti energetiche e le migliori tecnologie ad 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, ad azioni di efficientamento dei costi, snellimento dei processi e flessibilità operativa implementate 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 CO_2, dalle rinnovabili come il solare termodinamico allo sviluppo della mobilità elettrica e delle *Smart Grids*

> 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 ad una forte attenzione verso le comunità locali, una diffusa cultura della sicurezza ed 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 che 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 con 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 ed in contrazione del 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 Torrevaldaliga 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 CO_2.
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 che in Spagna, favorendo lo scambio di esperienze ed 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 - che 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 mila 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 ed 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 Grids*, le reti elettriche del futuro, Enel conferma la sua *leadership* europea presiedendo l'Associazione "EDSO (*European Distribution System Operators*) for *Smart Grids*", attraverso la quale definisce i piani di implementazione dei progetti pilota europei e li realizza con il contributo di importanti *partner* del settore. Proseguono inoltre i progetti innovativi in Italia, come quello per le reti intelligenti ad 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 ed ha consolidato, grazie al progetto Archilede ed alla assegnazione della gara CONSIP, la sua posizione di *leadership* sia in Italia che 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 ed 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 cosi, 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 ed 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 ed 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 mila 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, l'acquisizione e l'analisi sismica della licenza di South East Illizi in Algeria e della licenza nell'*offshore* 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 Severenergia.

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'8,0% rispetto al 2010, grazie soprattutto alla continua attenzione al miglioramento della gestione operativa degli *asset* ed 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 ad 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 dalla progressiva liberalizzazione del mercato elettrico nel Paese. Sono entrate in funzione le due nuove centrali CCGT da 410 MW ciascuno di Nevinnomiskaya 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'implementazione 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 ad 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 ed alla partecipazione del Gruppo al progetto nucleare di Flamanville 3 con EDF per una capacità complessiva di 1200 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 ed 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 all'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, raggiungendo 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 ed 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 ed 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 ad 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 ed in Spagna, potrebbe avere sui risultati del Gruppo.

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 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 *margine 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 sopracitati proventi da cessione partecipazioni e rimisurazione a *fair value*, dell'incremento dei risultati delle Divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti, Internazionale e 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'esercizio 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 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 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 e patrimoniali 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 ed una contestuale riduzione nella generazione da fonte idroelettrica a seguito di condizioni di idraulicità meno favorevoli e, limitatamente all'estero, nella generazione da fonte nucleare, sostanzialmente dovuta 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 ISO14001 (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%
Violazione accertate del Codice Etico (3)	33	41	(8)	-19,5%

(1) I valori di produzione utlizzati 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 meggiori 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 ISO14001* 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, EGP 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 CO_2* è dovuto alla maggiore incidenza nel *mix* delle fonti produttive della produzione da combustibili fossili e, in particolare, della produzione da carbone, rilevata sostanzialmente a seguito della minore idraulicità del 2011 rispetto al 2010.
Gli *indici di frequenza* e di *gravità* degli infortuni si attestano rispettivamente ad un valore di 2,4 e ad 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 ed intense attività di informazione, formazione e sensibilizzazione 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 princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio consolidato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*. Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

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

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

> delle "Attività per imposte anticipate";
> dei "Titoli detenuti sino a scadenza (*Held to Maturity*), degli "Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al *fair value* con imputazione a Conto economico (*Fair value Through Profit or Loss*)", dei "Titoli disponibili per la vendita (*Available For Sale*)", dei "Crediti finanziari diversi";
> dei "Finanziamenti a lungo termine";
> del "TFR e altri benefíci ai dipendenti";
> dei "Fondi rischi e oneri futuri";
> delle "Passività per imposte differite".

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

> della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per anticipazioni di *factoring*", dei "Titoli", dei "Crediti finanziari e *cash collateral*"; degli "Altri crediti finanziari";
> delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
> dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

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

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

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferiti, dai "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale. Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

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

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'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 retrospetticamente 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 Aragon acquisita precedentemente da Nubia 2000 (oggi Endesa Gas T&D).

2011

> cessione, in data 24 febbraio 2011, della società Compañia Americana de Multiservicios (CAM), operante in America Latina nel settore dei servizi generali;

> cessione, in data 1° marzo 2011 della società Synapsis IT Soluciones y Servicios (Synapsis), operante in America Latina nel settore dei servizi informatici;
> acquisizione, in data 31 marzo 2011 di un'ulteriore quota del 16,67% della Sociedad Eólica de Andalucía – SEA, che ha consentito 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 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 che dopo il cambio degli assetti di *governance*);
> acquisizione del pieno controllo (da controllo congiunto) delle attività e passività rimaste in capo ad Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER), a seguito del *break-up* della *joint venture* tra Enel Green Power España ed il *partner* Gas Natural, in base all'accordo finalizzato in data 30 maggio 2011. A partire dalla data di esecuzione dell'accordo, tali *asset* sono pertanto consolidati con il metodo integrale, come più dettagliatamente esposto nel prosieguo del presente documento;
> acquisizione, in data 9 giugno 2011, di un'ulteriore quota del 50% nella Sociedad Térmica Portuguesa, per effetto del 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 L.P. dell'intero capitale delle società olandesi Maritza East III Power Holding B.V. e Maritza O&M Holding Netherland B.V. Tali società sono rispettivamente titolari del 73% del capitale della società bulgara Enel Maritza East 3 A.D. e del 73% del capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria A.D.;
> cessione, in data 30 novembre 2011, del 51% del capitale di Deval e Vallenergie 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 Eléctricité 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 ed 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 *commodity*	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 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 *fair value* 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**

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 Latina, 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 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 ed accolgono i proventi derivanti dalla cessione a Gas Natural di parte degli *asset* di Enel Union Fenosa Renovables (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 milioni 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 detentrice delle attività di distribuzione di gas in Spagna effettuate nel precedente esercizio e ricomprese 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 Enel Union Fenosa Renovables (76 milioni di euro), di Sociedad Eolica de Andalucia (23 milioni di euro) e di TP – Termica Portoguesa (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 CO_2 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 EUAs e CERs.

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, di Enel Operation Bulgaria ed Enel Maritza East 3 e, a partire dal mese di dicembre, delle società Deval e Vallenergie, nonché al 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 così sintetizzabile:

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 vettoriamenti 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 ed 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) ed 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 Units* 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 e extrapeninsulare;

> alla rilevazione nel 2011 degli interessi di mora su una sentenza favorevole emessa in Spagna relativamente ad 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 la 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 e 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 benefíci 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 agli 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 e 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), 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 a quanto previsto dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 199/11 che stabilisce una nuova modalità di rimborso dei detti oneri, non più basata sull'ordinario sistema perequativo, ma garantito annualmente da 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 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 CO_2;

> 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 e 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 GSE per la componente A3 destinata all'incentivazione delle fonti rinnovabili.

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 ad utilizzi ed altri movimenti (inclusivi della variazione di perimetro) per 1.058 milioni di euro;

> decremento del TFR e degli altri benefici relativi al personale per 69 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
- *preference shares*	180	1.474	(1.294)
- debiti verso altri finanziatori	1.144	981	163
Indebitamento a lungo termine	48.703	52.440	(3.737)
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.576)	(2.567)	(1.009)
Indebitamento netto a lungo temine	**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
Indebitamento bancario a breve termine	7.782	1.230	6.552
Obbligazioni (quota a breve)	2.473	1.854	619
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	305	196	109
Commercial paper	3.204	7.405	(4.201)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	650	343	307
Altri debiti finanziari a breve termine	57	180	(123)
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*6.689*	*9.978*	*(3.289)*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(5.632)	(9.290)	3.658
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	(370)	(319)	(51)
Crediti finanziari - *cash collateral*	(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)
Disponibilità e crediti finanziari a breve	(14.969)	(16.157)	1.188
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 indebitamento 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 milioni di euro al 31 dicembre 2011. Si segnala, inoltre che nello stesso periodo le linee di credito bilaterali stipulate da Enel SpA ed 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 ad 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 shares* di Endesa per un valore nozionale pari a 1.319 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine pari ad una posizione creditoria netta di 498 milioni di euro al 31 dicembre 2011, che 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 ad Enel Finance International, Internacional Endesa, Endesa Capital e Termica 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 dai *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 interessenza in Ampla Energia e Serviços, Ampla Investimentos e Serviços e Electrica Cabo Blanco (società già controllate dal Gruppo) e di ulteriori quote in Sociedad Eólica de Andalucía e Sociedad Térmica Portuguesa che hanno consentito di acquisire il pieno controllo delle stesse. Gli investimenti 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 postivi 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 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.

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".

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 mercato 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 *mass market*	27.629	27.494	135	0,5%
- clienti *business* (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 a 1 GWh).

Numero medio clienti

	2011	2010	2011-2010	
Mercato libero:				
- clienti *mass market*	3.785.461	3.054.793	730.668	23,9%
- clienti *business* (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 m^3)				
- clienti *mass market* (1)	3.419	3.718	(299)	-8,0%
- clienti *business*	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 *commodity*	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 al 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), a 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 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'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 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.

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 Hydro Power, San Floriano Energy e ENergy Hydro Piave;
  - *trading* sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, Enel Trade Romania, Enel Trade Croatia e 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 consolidamento 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 Torrevaldaliga 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 parzialmente 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 *commodity*	232	788	(556)
Margine operativo lordo	*2.182*	2.392	*(210)*
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), ed 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 CO_2 (*Certified Emission Reduction*) 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'Autorità con le delibere ARG/elt n.38/11 e n.111/11 ed 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'Autorità per l'energia elettrica e il gas per le operazione 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'adeguamento al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel, nella misura corrispondente alla quota di partecipazione del Gruppo nella società, conseguente la 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) che 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 Hydropower.

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 diverse 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).

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)
Margine operativo lordo	*12*	*14*	(2)
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 precedente. 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 Nevinnomyskaya.

Il ***margine 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.

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 ed 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;
> maggiori ricavi per premi sulla continuità del servizio per 65 milioni di euro;
> maggiori ricavi e contributi relativi ai titoli di efficienza energetica per 59 milioni di euro;
> maggiori ricavi (43 milioni di euro) per vendita di contatori elettronici alle società spagnole di distribuzione appartenenti alla Divisione Iberia e America Latina;
> maggiori rimborsi vari per 21 milioni di euro;
> 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;
> 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;
> maggiori premi sulla continuità del servizio per 97 milioni di euro, tenuto conto anche delle minori penali;
> 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 compensati dai maggiori volumi distribuiti;
> l'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;
> 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 all'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.

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 risultati di tali attività, limitatamente al primo trimestre del 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 state trasferite entrambe 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, ad 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 Restrictiones 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, tale decremento è riferibile essenzialmente alla riduzione in Europa della capacità produttiva da fonte termoelettrica (-137 MW) per effetto della minore capacità della centrale a gas di San Adriàn 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	-
Margine operativo lordo	*7.251*	*7.896*	*(645)*
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 *Information & Communication Technology* 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 ***margine operativo lordo*** ammonta a 7.251 milioni di euro, in diminuzione di 645 milioni di euro (-8,2%) 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 Compañia de Interconexión Energética (CIEN), società operante nell'interconnessione elettrica tra Brasile e Argentina, oltre all'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.

Internazionale

La Divisione ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel, 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 (Enelco) in Grecia;

> Russia, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergoSbyt), generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa.

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 Slovacchia 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 3 East 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 *commodity*	(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 ad 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 ***margine 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);

> all'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;

> ad 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).

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 Rénovables) 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 e dalla produzione da fonte 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 riferite 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 Eolica de Andalucia e TP-Sociedad Térmica Portuguesa per la parte posseduta *ante* l'acquisizione dell'ulteriore pacchetto azionario che ne ha consentito il pieno controllo (45 milioni di euro), nonché della rideterminazione al *fair value* delle attività nette già possedute in Enel Union Fenosa Renovables (76 milioni di euro);
  - della rilevazione della plusvalenza (44 milioni di euro) derivante dalla cessione a Gas Natural degli *asset* di Enel Union Fenosa Renovables e della plusvalenza (18 milioni di euro) rilevata a seguito della cessione di Explotaciones Eólicas de Aldehuelas;
  - della citata variazione di perimetro a 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 contenzioso, 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 ***margine 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 resto 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 ad impianti eolici in Italia ed Europa, in Iberia e America Latina e in Nord America (pari a 948 milioni di euro), ad impianti solari in Italia, Grecia e Nord America (pari a 235 milioni di euro), ad impianti idroelettrici in Italia, Guatemala, Costa Rica e Nord America (pari a 146 milioni di euro) e ad impianti geotermici in Italia e Cile (pari a 113 milioni di euro).

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, 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

I ***ricavi*** del 2011 risultano pari a 762 milioni di euro, con un incremento di 83 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+12,2%) e 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;

> 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;

> rilevazione della plusvalenza derivante dalla cessione nel 2011 del 51% della partecipazione in Deval (21 milioni di euro).

Il ***margine 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, ad un miglioramento dell'efficienza operativa, nonché ad 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 I*nformation & Communication Technology* 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 ***margine 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

Accordo per lo sviluppo della geotermia in Turchia

In data 24 gennaio 2011, Enel Green Power 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 dalla Meteor in base alla legge 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 finanzierà 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 Enel Green Power per le attività di esplorazione sia superficiale che profonda. Saranno poi costituite apposite società, sempre a maggioranza Enel Green Power, per lo sviluppo di ciascun progetto geotermico individuato nelle diverse zone.

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 ad 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.

Vendita di CAM e Synapsis

In data 24 febbraio 2011, si è completata la cessione alla società peruviana Grana y Montero della società Compañia 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).

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 ed 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 ad 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 ad 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.

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.

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% della 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.
La SEA è proprietaria di due impianti eolici, Planta Eólica del Sur con 42 MW e Energía Eólica del Estrecho con 32 MW nella provincia di Cadice, con una capacità totale di 74 MW e una produzione annua di 256.000 MWh.

Accordo 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 Algerino 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.

Nuovo sito di stoccaggio gas di Romanengo

In data 26 maggio 2011, Enel Stoccaggi, 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 (CR)".
Il parere favorevole, rilasciato dal Ministero dell'Ambiente, di concerto con il Ministero dei 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.

Suddivisione di Enel Union 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 Union 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.

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'approvvigionamento di biomassa quale materia prima per la produzione di energia elettrica.

Acquisizione di Sociedad Térmica Portuguesa (TP)

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% nella Sociedad 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%.

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. Il nuovo impianto con una capacità totale di circa 150 MW, una volta a regime produrrà circa 630 milioni di kWh all'anno.

Cessione della partecipazione in Maritza

In data 28 giugno 2011, la controllata olandese Enel Investment Holding B.V. ("EIH"), in attuazione dell'accordo raggiunto il 14 marzo 2011 con ContourGlobal L.P. ("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 Netherland. 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.

LaGeo: emissione 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 sottoscritto 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.

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 ad 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, Societè Generale e Unicredit nella qualità di *joint-bookrunners*, ha raccolto adesioni pari a circa 7.500 milioni di euro ed è strutturata nelle seguenti *tranches* (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 coordinators* e Banca Imi, BBVA, Banco Santander e UniCredit nella qualità di *joint-bookrunners*, ha raccolto adesioni per un importo superiore a 12 miliardi di euro ed è strutturata nelle seguenti *tranches* (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.

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.

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.

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 ad 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.

Aggiornamento *rating* 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 ("Enel" o la "Società") 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.

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.

Aggiudicazione di due lotti per realizzazione 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 in Italia, e Serre Persano, in provincia di Salerno, sede della prima centrale fotovoltaica di Enel, la più grande d'Europa ed 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 nuovi 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 all'anno, corrispondenti ai consumi di quasi 30 mila famiglie e di evitare ogni anno l'emissione in atmosfera di circa 58 mila tonnellate di CO_2.

Cessione Deval e Vallenergie

In data 30 novembre 2011 è stata data esecuzione all'accordo stipulato il 24 ottobre 2011 tra Enel SpA (Enel) e CVA 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.

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 CO_2.
La collaborazione tra Regione ed Enel riguarderà più aspetti: promozione di misure per la riduzione delle emissioni di CO_2 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 produzione attraverso l'impiego di fonti rinnovabili (risorse idriche, eoliche, da energia solare e da biomasse di origine vegetale certificata).

Aggiornamento *rating* Enel da parte di Standard & Poor's

L'agenzia Standard & Poor's ha posto in data 8 dicembre 2011 sotto osservazione ("*creditwatch*") 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.

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 (1)	0,28
Pay-out ratio (2) (%)	59	60
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	4,13	4,04 (3)
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 (4) (milioni di euro)	28.961	35.543
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	9.403

(1) Dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione del 7 marzo 2012.
(2) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.
(3) Tiene conto dell'effetto del *restatement* dovuto alla conclusione del processo di allocazione del costo di acquisizione relativamente all'operazione di SE Hydropower.
(4) 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*	*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 ad espandersi a ritmi sostenuti. Nei paesi avanzati abbiamo assistito ad 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 macroeconomico globale con ripercussioni negative su tutti i paesi ed 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 dalle 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% ed infine, l'indice spagnolo *IBEX-35* ha registrato un calo del 13,1%.

In questo contesto il settore delle *utilities* europeo 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 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 *utilities* europeo e migliore rispetto ai principali *competitors* 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 ad aggiornamenti periodici sui temi di *corporate governance*.
Sono anche disponibili punti di contatto specificatamente 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

Fonte: Bloomberg

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, seguenti il 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) rispetto ai valori del 2010. Parte delle perdite dei livelli produttivi è dipeso 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 graduale 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 ai *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 implementati a livello sovranazionale (Grecia, Irlanda e Portogallo), che per la successiva adozione di importanti (ed attese) manovre strutturali orientate ad 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 ad 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* economiche 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 0,4%, nel 2010 era stata dell'1,1%; la Grecia (-5,5%); la Spagna (0,7%); e il Portogallo (-1,9%).
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 degli 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 delle 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 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 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 Prodotto Interno Lordo nei principali Paesi in cui opera Enel.

Incremento annuo 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
Perú	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 è 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). Rimangono notevoli incertezze legate al prezzo, incertezze derivanti da caratteri finanziari (speculazioni sul mercato delle *commodity*), politici come la situazione iraniana (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 prezzo 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 al prezzo stesso) che 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 ad 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 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 registra una significativa discesa (-50%) dei prezzi della CO_2 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 compensati 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 (€/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) 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'utenza 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	
Usi domestici e civili	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 Ministero dello Sviluppo Economico e 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 prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2011				2010			
Utente domestico tipo con consumo annuo di 1.400 m^3 (centesimi di euro/m^3):								
Prezzo al lordo di 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 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%
Perú	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 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 imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.
(2) Prezzo semestrale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 500 MWh e 2.000 MWh.
Fonte: Eurostat.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

	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%

Fonte: Fonte dati 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.

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"

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, 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" nella legislazione nazionale degli Stati Membri (SM). 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 d.lgs. 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 esercire impianti di produzione di energia elettrica - mentre nel settore del gas hanno portato all'adozione del modello del ITO (*Independent Transmission Operator*), caratterizzato da una struttura proprietaria verticalmente integrata, da norme di separazione funzionale più cogenti rispetto al passato e dal controllo ed 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 (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, a marzo 2011 è divenuta operativa l'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'Energia (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, la Commissione Europea ha incaricato ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) 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 Commissione Europea ha adottato un simile provvedimento nei confronti del Portogallo, con riferimento alle sue tariffe per la vendita del gas naturale a clienti finali.
Secondo la CE il permanere di prezzi finali regolati ostacola l'ingresso sul mercato di nuovi operatori e priva i consumatori 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 Commissione Europea nel novembre 2010 ed 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'Agenzia 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 Commissione Europea, 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 Commissione Europea 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 Commissione Europea (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 (ad esempio, programmi di finanziamento o accordi volontari). Tramite le proprie politiche di *procurement* ed 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 le 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. Ad oggi i fornitori di energia risultano esclusi dall'ambito di applicazione della MiFID.
Il 20 ottobre 2011 la Commissione Europea 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 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 Commissione Europea 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 CO_2.
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 finanzierà 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 implementazione (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'allocazione 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 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 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 ad 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 96/92/CE, recepita nell'ordinamento italiano dal Decreto legislativo n. 79/99. 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 all'Enel ed alle altre imprese municipalizzate; la separazione dei servizi di rete dalle altre attività della filiera (*unbundling*).
L'implementazione a livello nazionale delle successive Direttive 2003/54/CE e 2009/72/CE, rispettivamente con la Legge n. 125/2007 e il Decreto legislativo n. 93/2011, ha contribuito a consolidare il percorso intrapreso, in particolare attraverso la completa apertura del mercato *retail* e la riconferma della completa indipendenza del gestore della rete di trasmissione nazionale (già disposta dal DPCM 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 98/30/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 ed 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'Autorità è limitato alla definizione di regole a tutela sia dei clienti sia degli stessi esercenti.
Con riferimento a quest'ultimo aspetto, l'Autorità 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. 164/00, 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 all'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'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.
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'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha aggiornato le modalità di determinazione della componente materia prima (QE); tale revisione ha comportato un incremento del valore della componente di circa l'1% rispetto all'anno termico precedente. Contestualmente la stessa Autorità ha avviato un procedimento per una nuova revisione della QE a valere da ottobre 2012.
Per il biennio 2012-2013, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 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. 79/99 (Decreto Bersani) e può essere esercita da qualunque soggetto sulla base di una specifica autorizzazione.
L'energia elettrica prodotta può essere venduta all'ingrosso in un mercato *spot* organizzato (IPEX), gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), e attraverso piattaforme per la negoziazione di contratti a termine, organizzate e non organizzate (*Over the Counter*). Le piattaforme organizzate sono il Mercato Elettrico a Termine (MTE), gestito dal GME, in cui sono negoziati contratti di energia elettrica a termine con consegna fisica del bene e il Mercato dei Derivati Elettrici (IDEX), gestito da Borsa Italiana, sul quale vengono trattati specifici strumenti derivati aventi come sottostante l'energia elettrica.
I produttori possono inoltre vendere l'energia elettrica a società operanti nel *trading* di energia, a grossisti che acquistano per la rivendita al dettaglio e all'Acquirente Unico che ha il compito di assicurare la fornitura di energia ai clienti in regime di maggior tutela.
Inoltre, ai fini dello svolgimento dell'attività di dispacciamento, intesa come la gestione efficiente dei flussi di energia sulla rete per assicurare l'equilibrio tra le immissioni e i prelievi, l'energia prodotta può essere venduta 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 e al Ministero dello Sviluppo Economico. In particolare, nell'ambito della disciplina del servizio di dispacciamento, l'Autorità 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'Autorità.
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'Autorità ha pubblicato una delibera che fissa i criteri per l'implementazione di un meccanismo di mercato per la remunerazione della capacità produttiva in luogo dell'attuale remunerazione amministrata. Tale meccanismo prevede l'organizzazione di aste nelle quali Terna avrà il compito di acquistare dai produttori la capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nei prossimi anni. Le prime aste si svolgeranno dal 2013 con impegno dei produttori a rendere disponibile la propria capacità dal 2017.

Gas

Mercato all'ingrosso

Le attività di estrazione, importazione (da paesi EU) ed esportazione di gas naturale sono liberalizzate. I contratti di importazione di gas con durata superiore ad un anno sono soggetti ad autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.
Secondo le disposizioni previste dal Decreto legislativo n. 130/10, 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 Gestore dei Mercati Energetici. 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'Autorità.

Trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Le attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione (GNL) sono soggette a regolazione da parte dell'Autorità 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. 164/00. 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 all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di 4 anni) e sono aggiornate annualmente, nel corso dello stesso periodo, attraverso l'applicazione di meccanismi predefiniti dalla stessa Autorità.

Ai fini della fissazione dei livelli tariffari per il primo anno di ciascun periodo di regolazione l'Autorità 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 riconosciuti denominato *X factor*. La remunerazione del capitale investito riconosciuto e gli ammortamenti sono revisionati ogni anno per tener conto dei nuovi investimenti, degli ammortamenti riconosciuti in tariffa e della rivalutazione degli *asset* esistenti mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.

Con decorrenza 1° gennaio 2012 è iniziato il quarto periodo di regolazione (2012-2015). Per tale periodo l'Autorità 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% ed 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'Autorità 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'Autorità 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, distribuzione e 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) le quali applicheranno 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 dell'intersezione fra la curva di acquisto e di vendita. La quantità di energia venduta tramite contratti bilaterali non viene contabilizzata per calcolare il prezzo, ma deve essere comunque riportata all'operatore del mercato. Tutti gli 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 ed 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 desolforatori ed per altri accorgimenti finalizzati a ridurre l'impatto ambientale in impianti a carbone) e
> 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 ed ultima categoria è pari a 5.150 euro/MW annui per impianti a ciclo combinato (CCGT), carbone, fuel-gas ed 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 a 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, Hidrocantabrico ed E.On).

Il Regio Decreto n. 6/2009 ha inoltre previsto una misura di carattere sociale, il *bonus* sociale, a cui possono ricorrere a partire dal 1° luglio 2009 tutti i clienti che presentano determinate condizioni economiche stabilite dal decreto stesso. Il *bonus social* corrisponde alla differenza tra la TUR e una tariffa di riferimento denominata *Tarifa Reducida*. Il Bonus social è applicato al cliente finale dalla società di vendita ed il relativo costo è a carico dalle società di generazione in base ad 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, etc.), l'*extra*-costo derivante dalla generazione extrapeninsulare, 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 a novembre 2011, anche i produttori devono pagare la tariffa di accesso per l'energia immessa per un ammontare pari a 0,5 euro/MWh (gli impianti di pompaggio, oltre a pagare per l'energia immessa, pagano in egual misura anche per il 30% dell'energia consumata).

Ad oggi le entrate corrispondenti alle tariffe di acceso non sono sufficienti a remunerare gli effettivi costi regolati di sistema. Tale situazione genera un *deficit* tariffario.

Attraverso il Regio Decreto Legge n. 6/2009 è stato disegnato un percorso di riduzione del *deficit* annuale, con l'obiettivo di eliminarlo entro il 2013, mediante l'introduzione di tetti annuali. Nel 2010, poiché i livelli tariffari di accesso approvati continuavano a non riflettere il costo effettivo delle attività regolate è stato introdotto, mediante il Regio Decreto Legge n. 14/2010, un nuovo percorso di riduzione che prevede i seguenti limiti di *deficit*: 5,5 miliardi di euro nel 2010, 3 miliardi di euro nel 2011 ed 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 y Gas Natural Fenosa (le quali detengono il 93% del totale), Hidroeléctrica del Cantábrico e E.ON.
Sino al 2008 le imprese hanno cartolarizzato una parte del *deficit* attraverso aste, tuttavia l'inizio della crisi economica-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 posposto 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'articolo 12 della legge del settore elettrico prevede che l'attività di fornitura di energia elettrica effettuata nelle regioni extrapeninsulari (Canarie e Baleari) sono soggetti 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 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 nucleare. Tutte le centrali sono risultate conformi alle specifiche tecniche di sicurezza.

Responsabilità civile operatori 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 ed il periodo in cui è possibile avanzare richieste di risarcimento per danni alle persone che passa da 10 a 30 anni.

Emissioni di CO_2

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 la attività di distribuzione al fine di garantire un'adeguata prestazione del servizio, incentivando il miglioramento della qualità e la riduzione delle perdite.

Il Ministero 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 paese. Nel caso del Perù, invece, l'intervento sulla formazione del prezzo *spot* è attivo dal 2008: quando l'esistenza di restrizioni nei sistemi di trasporto di gas ed elettricità ha indotto le autorità del paese ad adottare una normativa di emergenza, che prevede la definizione di un costo marginale "ideale" assumendo l'assenza di dette restrizioni alle reti di trasporto.
Per la vendita all'ingrosso di energia e/o capacità sono molto diffusi meccanismi di aste a lungo termine. Si tratta di sistemi volti a garantire la continuità delle forniture di energia e a conferire ai generatori maggiore stabilità, con l'aspettativa che ciò incentivi nuovi investimenti; l'adozione di schemi contrattuali di vendita a lungo termine è stata sinora implementata in Cile, Brasile, Perù e Colombia. In Brasile il prezzo di vendita dell'energia prodotta si basa invece sui prezzi medi delle aste di lungo periodo per energia esistente e nuova. In Colombia il prezzo è definito con aste realizzate tra gli operatori, con cui solitamente si firmano contratti di durata media (fino a un massimo di 4 anni). Un quadro normativo definito di recente sia in Cile che in Perù, infine, consente ai distributori di sottoscrivere contratti a lungo termine per la vendita nel mercato finale regolato. 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 nelle diverse attività del settore elettrico (generazione, distribuzione, commercializzazione).

La partecipazione all'attività di trasmissione è quella in cui solitamente si impongono maggiori restrizioni, al fine di garantire adeguato accesso alla rete a tutti gli operatori: in Argentina, Cile e Colombia esistono specifiche restrizioni alla partecipazione delle società di generazione e distribuzione nelle società di trasmissione. Inoltre, in Colombia le società create dopo il 1994 non possono adottare, o mantenere, un regime di integrazione verticale. Per quanto riguarda la concentrazione settoriale, in Argentina, Brasile e Cile non sono definiti limiti specifici all'integrazione verticale o 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 sia da investitori nazionali che stranieri (oltre Enel, la tedesca E.On e la finlandese Fortum). La Genco idroelettrica (RusHydro), la società che gestisce le centrali nucleari (Rosenergoatom), la società per le attività di *trading* e di generazione di energia all'estero e in Russia (InterRAO), così come le società di rete, sono rimaste sotto il controllo statale.
Fino al 2007, la vendita all'ingrosso di energia e capacità si è svolta interamente su base regolata. La liberalizzazione del mercato è avvenuta in diverse fasi, aumentando progressivamente i volumi di energia e capacità disponibili per la vendita sul mercato libero; a partire dal 1° gennaio 2011 tutti i volumi dei clienti a uso non domestico sono stati venduti sul mercato libero. 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, esclusa dal mercato della capacità e per i quali è prevista una remunerazione tariffaria garantita (*capacity payment*) per dieci anni. Enel OGK-5 nel 2011 ha messo in esercizio due nuovi cicli combinati a gas, rispettivamente i gruppi di Nevinnomiskaya 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 dei gruppi di lavoro, formati da esperti incaricati dal Governo ed operatori del settore (tra cui Enel OGK-5), con l'obiettivo di preparare una proposta di riforma del mercati dell'energia. In particolare, con riferimento al mercato all'ingrosso, il modello proposto prevede il passaggio da un mercato centralizzato ad un sistema di contratti bilaterali.
Inoltre, per quanto riguarda la remunerazione della capacità, ad 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 5 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 in Francia 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 (cd. ARENH "*Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique*"), per un periodo transitorio di 15 anni, con volumi calcolati annualmente in funzione della quota di generazione nucleare sui consumi totali, con un tetto annuo pari a 100TWh;

> ai fornitori alternativi viene richiesto di adattare le richieste di ARENH ogni 6 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 Régulé 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 della ARENH sarà attribuita direttamente alla CRE. Il prezzo 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 ha l'obbligo di definire il quadro regolatorio per lo sviluppo del mercato della capacità, meccanismo che dovrà assicurare la disponibilità degli impianti nei momenti di picco. La partecipazione della capacità di interconnessione a tale mercato non è stata ancora definita anche se è ipotizzabile che a medio termine vengano esplorate delle forme di partecipazione al mercato.

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 ed 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 contente 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. 79/99) che obbliga produttori ed importatori di energia ad 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 ed un minimo. Il valore massimo è pari al prezzo a cui 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 86,17 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 ad 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. 99/09.

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 (IV 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 implementato 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 implementata tramite appositi Decreti ministeriali, attesi inizialmente entro settembre 2011 ma ad 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 (per gli impianti più piccoli), 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, ad 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 ad eccezione del fotovoltaico per i quali 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*), ad eccezione del fotovoltaico i quali sono indicizzati 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, ad 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%, ad accezione della fonte solare.

Romania

In Romania la principale forma di incentivazione per tutte le fonti rinnovabili è il sistema dei Certificati Verdi (CV), ad eccezione degli impianti idroelettrici con potenza superiore a 10 MW, i quali non accedono a nessuno schema incentivante. I venditori hanno l'obbligo di acquistare ogni anno una determinata quota di fonte rinnovabile tramite l'acquisto di CV sulla base di obiettivi annuali stabiliti da legge come quote di produzione lorda da rinnovabile (8,3% al 2010 fino al 20% al 2020). A causa di un'insufficienza di offerta di certificati sul mercato l'Autorità rumena pubblica annualmente la quota obbligatoria ricalcolata a ribasso al fine di equilibrare la domanda e l'offerta. Il valore dei certificati varia sulla base di coefficienti moltiplicativi differenziati per fonte. In particolare, 2 CV per ogni megawattora di produzione da biomassa, geotermica ed eolica fino al 2017 (dopo il 2017 1 CV), 6 CV per ogni megawattora di produzione fotovoltaica, 3 CV per ogni megawattora di produzione idroelettrica per impianti di nuova costruzione. Tale valore è espresso in euro/CV ed è definito per legge in un intervallo tra un valore minimo ed un valore massimo (*cap & floor*). In caso di inadempimento, i venditori sono soggetti ad 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 *Real* decreto n. 661/2007, si basa prevalentemente su uno schema di *feed-in tariff* e *feed-in premium*. Tutti gli impianti in esercizio prima del 1° gennaio 2008 hanno la possibilità di optare tra uno dei due schemi incentivanti entro il 1° gennaio 2009, a seguito di tale data l'opzione è congelata per tutto il periodo incentivante. Per quanto riguarda il sistema di *feed-in premium*, il Regio Decreto n. 661/2007 ha inoltre previsto un intervallo di valore minimo e massimo dell'incentivo (*cap & floor*) differenziato per fonte. A partire dal 28 settembre 2008, con il *Real* Decreto n. 1578/2008, gli impianti fotovoltaici accedono unicamente al sistema di *feed-in tariff* tramite livelli tariffari aggiornati secondo quattro finestre temporali annue (*Convocatorie*) sulla base della potenza registrata nel periodo di riferimento precedente. Entrambe le tariffe sono omnicomprensive e i premi sono adeguati annualmente all'inflazione.

Nel 2009 sono stati stabiliti dei criteri per la costituzione di un pre-registro ai fini dell'accesso al meccanismo di incentivazione per progetti ricadenti nel Regime Speciale. 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 *Real* Decreto n. 1614/2011, il *Real* 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 ed un limite al numero di ore di funzionamento con diritto d'accesso all'incentivo.
Con il *Real* Decreto n. 1/2012 il Governo spagnolo ha temporaneamente sospeso i meccanismi di incentivazione per le fonti rinnovabili per i nuovi progetti. Sono fati 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 terminate tecnologie (come il rinnovabile).

Le aste attualmente si differenziano in A-1 (tipicamente per impianti esistenti), A-3 e A-5 in funzione dell'obbligo del produttore a fornire l'energia assegnata dopo uno, tre o cinque anni. Il meccanismo tipico di svolgimento dell'asta prevede due fasi: *descending clock* in cui l'organizzatore dell'asta fissa il prezzo di apertura dell'asta 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 gli impianti idroelettrici.
Il meccanismo ad asta brasiliano si applica a tutte le fonti rinnovabili ad 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 2014 è previsto un aumento dello 0,5% annuo al fine di raggiungere una quota pari al 10% da fonte rinnovabile entro il 2024. Il meccanismo attualmente in vigore prevede delle penalità in caso di non raggiungimento della quota obbligatoria. Attualmente è in corso nel governo cileno il dibattito sulla revisione della quota d'obbligo per un aumento di tale

quota dal 10% al 2024 al 20% al 2020. Il CADE, *Comitè Asesor para el Desarrollo Energético*, incaricato di analizzare il mercato energetico cileno, ha formulato in un report una proposta di obiettivo di quota rinnovabile pari al 15% al 2024. La proposta portata in parlamento del 20% al 2020 è stata recentemente approvata dal Senato ed è attualmente all'esame della Commissione energia della Camera dei Deputati. Tutte le fonti rinnovabili sono eleggibili ai fini dell'obbligo. Con specifico riferimento agli impianti idroelettrici fino a 40 MW, è previsto un fattore di correzione che riconosce integralmente i primi 20 MW e introduce un decalage 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 sono stati pubblicati 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 *Comision Federal de Energia* 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 *Comision Federal de Energia).* 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 ed 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 accelerato e sovvenzioni federali, mentre a livello statale vige un sistema di *Renewable Portfolio Standard* (RPS) ovvero un sistema di quote obbligatorie in capo alle *utilities* con *target* differenziati per ciascun Stato. La maggior parte degli Stati ha adottato sistemi di certificazione scambiabili sul mercato ma attualmente non è ancora attiva una piattaforma a livello federale.

Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio *business*, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, ed 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* ed 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 CO_2

L'emissione di anidride carbonica (CO_2), oltre a rappresentare uno dei fattori che può influenzare sensibilmente la gestione del Gruppo, rappresenta una delle maggiori sfide che il Gruppo stesso, a tutela dell'ambiente, sta affrontando.
La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO_2) impone oneri per il settore elettrico, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto, l'instabilità del mercato delle quote ne accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio. Al fine di ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO_2, il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il mix produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica.

Rischi di mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity*, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio. Per contenere tale esposizione all'interno dei limiti definiti annualmente nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, Enel stipula contratti derivati avvalendosi degli strumenti offerti dal mercato.

Rischio di prezzo *commodity* e continuità degli approvvigionamenti

Per la natura del proprio *business*, il Gruppo è esposto alle variazioni dei prezzi di combustibili ed energia elettrica, che ne possono influenzare in modo significativo i risultati. Per mitigare tale esposizione, il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'approvvigionamento dei combustibili, delle forniture ai clienti finali o a operatori del mercato all'ingrosso.
Si è dotato, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio *commodity* residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati.
Per una disamina dell'attività di gestione del rischio *commodity* e del portafoglio di derivati in essere si rimanda alla nota 6 del Bilancio Consolidato.
Per mitigare i rischi di interruzione delle forniture di combustibili, il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche, nonché incentivando la costruzione di infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di tasso di cambio del Gruppo Enel deriva principalmente dalle seguenti categorie di operazioni:

> flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali;

> flussi di cassa relativi a investimenti in divisa estera, a dividendi derivanti da consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto/vendita da partecipazioni;
> debito acceso a livello di *holding* o delle singole *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 controllate denominate in divise diverse dall'euro.
La principale esposizione al rischio di cambio è nei confronti del dollaro USA.
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, contenendo nel tempo il costo della provvista e limitando la volatilità dei risultati, anche attraverso il ricorso a operazioni di copertura in strumenti derivati che consentono la trasformazione di flussi indicizzati a tassi variabili di mercato in flussi a tasso fisso 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 soglia 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 d'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, la sottoscrizione di accordi di marginazione che prevedono 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 situazioni di crisi sistemica (es: *credit crunch*, crisi del debito sovrano ecc.).
Le politiche di gestione del rischio definite da Enel garantiscono il mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso ad ulteriori fonti di finanziamento nonché il mantenimento di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte ad 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, S&P's ha posto sotto osservazione ("credit watch") i *rating* di Enel SpA a lungo termine per esaminare la possibilità un loro eventuale abbassamento.
Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di *rating* potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di acceso 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".

[1] Dati aggiornati al 7 marzo 2012

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 quanto sulla protezione degli *asset* aziendali. Proprio per mitigare questa tipologia di rischio Enel si è dotata di un modello di calcolo del rischio paese (del tipo *shadow rating*) capace di monitorare puntualmente il livello di rischio nei paesi del proprio perimetro.
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 (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 ad 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 ed al ricorso alle *best practices* internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, rivolti sia alla protezione dei beni aziendali che alla tutela dell'azienda nei confronti di terzi danneggiati da eventi accidentali, incluso l'inquinamento, che possono aver luogo nel corso dei processi legati alla generazione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas.
Come parte della propria strategia di mantenere e sviluppare una leadership di costo nei mercati di presenza nelle attività di generazione, il Gruppo è impegnato in molteplici progetti di sviluppo, miglioramento e riconversione dei propri impianti. Tali progetti sono esposti ai

rischi tipici dell'attività costruttiva che il Gruppo tende a mitigare attraverso la richiesta di specifiche garanzie ai propri fornitori e, dove possibile, attraverso apposite garanzie assicurative in grado di coprire i rischi di costruzione in ogni sua fase.
Per quanto 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 practices* 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 svuluppo 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 ed 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 ad 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 ed in Spagna, potrebbe avere sui risultati del Gruppo.

Sostenibilità

La nostra missione

In Enel abbiamo la missione di generare e distribuire valore nel mercato internazionale dell'energia, a vantaggio delle esigenze dei clienti, dell'investimento degli azionisti, della competitività dei Paesi in cui operiamo e delle aspettative di tutti quelli che lavorano con noi.
Enel opera al servizio delle comunità, nel rispetto dell'ambiente e della sicurezza delle persone, con l'impegno di assicurare alle prossime generazioni un mondo migliore.

La sostenibilità in Enel

La sostenibilità 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

(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.

(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.

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* delle 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 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 che 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 D. Lgs. n. 231/01

Nel 2002 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato un modello organizzativo e gestionale rispondente ai requisiti del D. Lgs. 8 giugno 2001, n. 231, che ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto

penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi Amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse. Tale modello rappresenta un ulteriore passo verso il rigore, la trasparenza e il senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno, offrendo al contempo agli azionisti adeguate garanzie di una gestione corretta ed efficiente.
Enel ha inoltre approvato nel 2010 specifiche "Linee Guida" finalizzate a estendere i 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 D. Lgs. n. 231/01 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 D. Lgs. n. 231/01, 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 di 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%**
Estero:				
- 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	100,0%
- 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 ISO14001 (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%
Prelievo specifico di acqua (l/kWh_{eq}) (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.

n.	**2011**	2010	2011-2010	
Ore medie di formazione pro-capite	44,7	36,3	8,4	23,1%
Violazione 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 il Gruppo ha 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 *commodity*	272	280
Costi esterni	56.308	49.567
Valore aggiunto globale lordo *continuing operations*	**23.478**	**24.090**
Valore aggiunto lordo delle *discontinued operations*	-	-
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 implementazione dei modelli e dei sistemi di *Risk Management* di Gruppo e di potenziamento delle unità presso le Divisioni, e 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 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, ed 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 ed idroelettrici, secondo le migliori prassi del *Project Management* per facilitare lo *sharing* delle esperienze;

> nell'ambito della Divisione Energie Rinnovabili, *si è com*pletato 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 ad ottimizzare gli investimenti e ad 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 a:
  - la definizione e il 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);
  - la definizione di tre funzioni "globali": *Procurement, ICT, Business Services*;
  - l'implementazione 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 implementato il nuovo Modello di *Management*, lo strumento che in maniera trasparente classifica i ruoli chiave del Gruppo, ed 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 ed 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 che una maggiormente focalizzata sugli aspetti tecnico-professionali. La valutazione delle *soft skills* sia per i profili *junior* che 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 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 che 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 ad 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 implementati 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.

Nella 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 dell'anno 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 ad 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 il 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% sono già state avviate 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, 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 3 anni di implementazione ha prodotto un importante cambiamento nella cultura aziendale, contribuendo a rivedere e focalizzare in ottica *safety* i principali processi aziendali. 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 implementata 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* del CEO 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 che 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 ed alle imprese edili che utilizzano betoniere.

A novembre 2011 si è svolta la 4° 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 ed 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 4° 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'implementazione 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 implementazione 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 che 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.

(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.

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 sia interne che 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 6 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 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 ed 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 implementare 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'implementazione del sistema in Romania (Divisione Internazionale) e 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 implementato 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 ed 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.
Parallelamente all'implementazione 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 implementazione delle iniziative *Nine points*, assicurando coerenza ed 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 ad 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

[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.

dipendente della Divisione Infrastrutture e Reti e 7 infortuni mortali che hanno interessato dipendenti di imprese appaltatrici, 1 in Italia e 6 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 *utilities* 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, "J*oint 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 l'Accordo del Comitato Aziendale Europeo Enel per altri quattro anni; 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'inquadramento BSS di 1.191 euro che, aggiunto agli 855 euro, definisce complessivamente un premio di risultato superiore ad 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 ad 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 implementate 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 ed 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 ad 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, Synapsis, di Enel Operation Bulgaria, di Enel Maritza 3 East, nonché la cessione del 51% di Hydro Dolomiti Enel. Si segnalano inoltre, la variazione del metodo di consolidamento di Enel Union

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.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2010 è così sintetizzabile.

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".

Clienti

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 implementato 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'AEEG 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 implementati numerosi servizi in modalità "*self-care*" (tramite sms, sito *web* o telefono), come la richiesta di rateizzazione 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;

> sono state introdotte 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 che 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 abbattono 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, sia nel caso della costruzione di grandi impianti che 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 che locale.
Questa valutazione avviene attraverso uno studio approfondito del territorio e dei suoi abitanti, per poter rispondere nel migliore dei modi ad 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, secondo 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 ed 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 9 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'attualità. 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 *on line*, dando la possibilità di interagire tramite *Twitter* con i numerosi *speaker* presenti, rappresentativi 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'implementare 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 5 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 CO_2 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 CO_2 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.

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.

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 d'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 azionista sia di maggioranza che 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 ad 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 (IUCN) 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. 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 (SGA) applicati da Enel in conformità alla norma ISO 14001, viene svolta 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 CO_2, idrogeno, abbattimento delle emissioni e aumento dell'efficienza negli impianti di produzione), delle fonti rinnovabili (in particolare solare fotovoltaico innovativo e termodinamico, geotermia, eolico, energia dal mare 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 inquadrate 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 sviluppato 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 CO_2), 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 CO_2.

Cattura post–combustione e sequestro della CO_2

Nel 2010 è stata completata la costruzione dell'impianto pilota di cattura di CO_2 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 Nm^3/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 30MWt 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 CO_2

Oltre alla caratterizzazione e selezione preliminare delle aree idonee per realizzare i siti di stoccaggio geologico permanente della CO_2, sono stati avviati studi sul suo utilizzo nell'ambito di processi biochimici.

Per quanto riguarda la ricerca per la cattura biologica della CO_2 attraverso alghe e la valorizzazione nel concetto di bio-raffineria, un impianto pilota con 500 m^2 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 che come fattore abilitante per lo sviluppo delle tecnologie per la cattura e sequestro della CO_2. 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 materiali innovativi capaci di resistere a temperature e pressioni ben superiori alle attuali (700°C ad 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'implementazione 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 e 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 che 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 ad 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'elettrificazione 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 elettrificazione 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

E' 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°) 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 (NV, USA). 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 che in campo, e validato modelli in grado di prevederne le prestazioni nelle differenti 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

È stato completato 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 a 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 La Sapienza per l'installazione di un nuovo esemplare di Diamante a Roma, in prossimità della sede 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 fonte 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.

In Spagna, nell'ambito del programma STORE finanziato dal CDTi, i ricercatori Enel ed Endesa lavorano in sinergia per la dimostrazione dell'utilizzo di sistemi di accumulo integrati in reti con alta densità di rinnovabili nelle isole Canarie.

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 per aumentarne l'affidabilità, la sicurezza e l'efficienza, e per 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, distribuzione, trasporto e 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 che procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-bis cod. civ. 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 di 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 d'esercizio (determinati in base a princípi 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

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2011	di cui con parti correlate	2010	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	8.a	77.573	*7.455*	71.943	*7.740*
Altri ricavi e proventi	8.b	1.941	*208*	1.434	*5*
	[SubTotale]	**79.514**		**73.377**	
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	9.a	42.901	*9.970*	36.457	*10.985*
Servizi	9.b	14.440	*2.287*	13.628	*1.928*
Costo del personale	9.c	4.296		4.907	
Ammortamenti e perdite di valore	9.d	6.351		6.222	*8*
Altri costi operativi	9.e	2.143	*26*	2.950	*3*
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**	***77***	**280**	***8***
Risultato operativo		**11.366**		**11.258**	
Proventi finanziari	11	2.693	*29*	2.576	*21*
Oneri finanziari	11	5.717	*7*	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 *fair value* 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 *fair value* 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
- dei 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 ad 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		**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	*1.473*	12.505	*1.065*
Crediti tributari	23	1.251		1.587	
Attività finanziarie correnti	24	10.466	*1*	11.922	*69*
Altre attività correnti	25	2.135	*71*	2.176	*79*
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 retrospetticamente 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				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2011**		al 31.12.2010 *restated* [1]	
			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 benefíci 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	*3.304*	12.373	*2.777*
Debiti per imposte sul reddito		671		687	
Passività finanziarie correnti	34	3.668	*2*	1.672	
Altre passività correnti	35	8.907	*15*	8.052	*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 retrospetticamente 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 e riserve del Gruppo													
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi	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 metodo patrimonio netto	Risultato netto dell'esercizio	**Patrimonio netto del Gruppo**	**Interessenze di terzi**	**Totale patrimonio netto**
al 1° gennaio 2010	**9.403**	**5.292**	**1.453**	**2.260**	**11.409**	**(621)**	**(582)**	**-**	**-**	**8**	**4.646**	**33.268**	**12.665**	**45.933**
Onere dell'esercizio per piani *stock option*	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	**2**	**-**	**2**
Distribuzione dividendi e acconti [1]	-	-	-	-	(1.410)	-	-	-	-	-	(940)	**(2.350)**	**(798)**	**(3.148)**
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	428	-	4.218	-	-	-	-	-	(4.646)	**-**	**-**	**-**
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**1.259**	**1.259**
Cessione quote azionarie senza perdita del controllo	-	-	-	-	-	-	-	796	-	-	-	**796**	**-**	**796**
Effetto PPA SE Hydropower	-	-	-	-	128	-		-	-	-	-	**128**	**193**	**321**
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	1.077	662	-	-	16	4.390	**6.145**	**2.558**	**8.703**
di cui:														
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	*1.077*	*662*	-	-	*16*	-	***1.755***	***1.275***	***3.030***
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*4.390*	***4.390***	***1.283***	***5.673***
al 31 dicembre 2010 *restated*	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**14.345**	**456**	**80**	**796**	**-**	**24**	**3.450**	**37.989**	**15.877**	**53.866**
Distribuzione dividendi e acconti [2]	-	-	-	-	(1.695)	-	-	-	-	-	(940)	**(2.635)**	**(719)**	**(3.354)**
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	3.450	-	-	-	-	-	(3.450)	**-**	**-**	**-**
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	(269)	-	-	-	-	-	-	**(269)**	**(237)**	**(506)**
Cessione quote azionarie senza perdita del controllo	-	-	-	-	-	-	-	(47)	-	-	-	**(47)**	**-**	**(47)**
Operazioni su non *controlling interest*	-	-	-	-	-	-	-	-	78	-	-	**78**	**7**	**85**
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	(336)	(129)	-	-	(9)	4.148	**3.674**	**722**	**4.396**
di cui:														
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	*(336)*	*(129)*	-	-	*(9)*	-	***(474)***	***(488)***	***(962)***
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*4.148*	***4.148***	***1.210***	***5.358***
al 31 dicembre 2011	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**15.831**	**120**	**(49)**	**749**	**78**	**15**	**3.208**	**38.790**	**15.650**	**54.440**

(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.

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2011	di cui con parti correlate	2010	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)*	(286)	*426*
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		571	*80*	190	*(131)*
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali		567	*527*	1.256	*(64)*
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		1.371	*29*	1.282	*21*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(3.897)	*(7)*	(4.106)	
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 d'investimento		177		(51)	
***Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento (b)**		**(7.400)**		**(4.910)**	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	26	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/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria. Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non correnti

Il valore contabile delle attività non correnti 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 logiche di determinazione del valore basate sull'utilizzo di tali beni, bensì sull'ammontare ritenuto recuperabile attraverso la loro alienazione, tenuto conto anche delle offerte già raccolte da terze parti interessate all'acquisto.
Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia 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 passività 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 di attività che genera flussi finanziari largamente indipendenti.

Nel processo di individuazione delle predette CGU, il *management* ha tenuto conto della natura specifica dell'attività e del *business* a cui essa appartiene (area territoriale, aree di *business*, normativa di riferimento, ecc.), verificando che i flussi finanziari derivanti da un gruppo di attività fossero strettamente interdipendenti ed 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 ed 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 GEM e della Divisione Mercato sono rappresentate da attività risultanti da operazioni di *business combination* effettuate sulle *operations* relative alla rigassificazione del gas in Italia e sul mercato domestico *retail* del gas. 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 la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili dislocate in aree territoriali definibili omogenee in relazione ad aspetti regolatori, contrattuali ed in quanto soggette ad 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 ed operativo della partecipata.
Per le società controllate consolidate integralmente nel presente bilancio il cui controllo non deriva dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, il *management* ha analizzato gli accordi con gli altri investitori al fine di acclarare se questi garantiscano al Gruppo il predetto potere di indirizzo strategico, pur essendo in possesso di una quota di minoranza dei diritti di voto. In tale processo valutativo, il *management* ha tenuto conto anche dei diritti di voto potenziali (*call option, warrant*, ecc.), al fine di valutarne la pronta esercitabilità alla data di riferimento. A seguito di tale analisi, il Gruppo ha consolidato integralmente talune società, 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 ad 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 ad effettuare un'attenta analisi delle concessioni esistenti.
Sulla base di tali analisi, le disposizioni dell'IFRC 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 potenziali effettivamente esercitabili o convertibili. I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

L'acquisto di ulteriori quote di partecipazione in società controllate e la vendita di quote di partecipazione che non implicano la perdita del controllo sono considerati transazioni tra azionisti; in quanto tali, gli effetti contabili delle predette operazioni sono rilevati direttamente nel patrimonio netto di Gruppo.
La cessione di quote di controllo comporta, invece, la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione e degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value*, alla data della cessione, dell'eventuale partecipazione residua.

Società collegate

Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali il Gruppo ha un'influenza notevole. Nel valutare l'esistenza dell'influenza notevole si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili.
Tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo di acquisto allocando l'eventuale differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza nel *fair value* netto delle attività, delle passività e delle passività potenziali identificabili della collegata in modo analogo a quanto previsto per le aggregazioni di imprese e successivamente sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Gli utili o le perdite di pertinenza del Gruppo sono rilevati nel Bilancio consolidato dalla data in cui l'influenza notevole è stata acquisita e fino alla data in cui tale influenza cessa di esistere.
Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.
La cessione di quote di partecipazione che implica la perdita dell'influenza notevole, comporta la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione, nonché degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value* alla data della cessione dell'eventuale partecipazione residua.

Società a controllo congiunto

Per società a controllo congiunto (*joint venture*) si intendono tutte le società nelle quali il Gruppo esercita un controllo sull'attività economica congiuntamente con altre entità. Tali partecipazioni sono consolidate con il metodo proporzionale rilevando, linea per linea, le attività, le passività, i ricavi e i costi in misura proporzionale alla quota di pertinenza del Gruppo, dalla data in cui ha inizio il controllo congiunto e fino alla data in cui lo stesso cessa.
Nella seguente tabella sono riepilogati i valori delle principali società a controllo congiunto incluse nel presente Bilancio consolidato:

Milioni di euro	Hydro Dolomiti Enel	RusEnergoSbyt	Nuclenor	Atacama	Tejo
			Al 31.12.2011		
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 successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio.

Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al *fair value* sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore. Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta funzionale della Capogruppo Enel 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 il 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 del 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 aggregazione 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, rideterminando i dati comparativi.
Qualora l'aggregazione aziendale fosse realizzata in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo le quote partecipative detenute precedentemente sono rimisurate al *fair value* e l'eventuale differenza (positiva o negativa) è rilevata a Conto economico.

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari sono rilevati al costo storico, comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato. Il costo è incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e il ripristino dell'attività. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati 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 o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto Economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Beni in locazione 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. 29/85 e n. 46/99, 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 o al momento della loro dismissione o quando sono permanentemente inutilizzati e nessun beneficio economico futuro è atteso dalla loro dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto Economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché l'avviamento, quando acquisito a titolo oneroso. Esse sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.
Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.
Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità di seguito descritte. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso.

Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a verifica almeno annuale di recuperabilità (*impairment test*).
Le attività immateriali sono eliminate contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione.
L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto Economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.
L'avviamento, derivante dall'acquisizione di società controllate, collegate o *joint venture,* è allocato a ciascuna delle *"cash generating unit"* identificate. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma sottoposto a verifica almeno annuale di recuperabilità secondo le modalità descritte 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, ed 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* a 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 della recuperabilità del valore annualmente o più frequentemente, in presenza di indicatori che possano far ritenere che le suddette attività possano aver subíto una riduzione di valore. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo, ad eccezione di quelle rimanenze – essenzialmente certificati CO_2 - 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 combustile 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 subíto una riduzione di valore, significativa o prolungata, la perdita cumulata, precedentemente iscritta a patrimonio netto, è eliminata e riversata a Conto economico. Tali perdite di valore, non ripristinabili successivamente, sono misurate come differenza tra il valore contabile e il *fair value,* determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio per le attività finanziarie quotate in mercati regolamentati o determinato sulla base dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse di mercato per le attività finanziarie non quotate.
Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo rettificato per eventuali perdite di valore.

Perdite di valore delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di un'eventuale riduzione del loro valore.
Un'attività finanziaria ha 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, ad 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 scorporati e valutati al *fair value*. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

Il *fair value* è determinato in base alle quotazioni ufficiali utilizzate per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Per gli strumenti non scambiati in mercati regolamentati il *fair value* è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi sulla base della curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine 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 ad uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dallo IAS 39 (c.d. *pass through test*);
- la Società non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha ceduto il controllo.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

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 attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Se sono rilevate a incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività 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 ed anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se la Società vanta un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.
Le imposte correnti e differite sono rilevate nel Conto economico, ad 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 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 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 ad 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 ed 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 significativi 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, ad 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 (ad esempio, *share option*, azioni privilegiate, etc.), 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 enhancements* (e.g. 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 enhancements* 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 o nel prospetto delle variazioni di 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"*, emesso ad 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 impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

Nel corso degli anni 2009, 2010 e 2011 l'*International Accounting Standard Board* (IASB) e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi principi ed 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 ad ottobre 2010 costituisce la prima delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39. Il nuovo standard definisce i criteri per la classificazione delle attività e delle passività finanziarie. Le attività finanziarie devono essere classificate sulla base del c.d. *business model* dell'impresa e delle caratteristiche dei relativi flussi di cassa contrattuali associati. Con riferimento ai criteri di valutazione, il nuovo standard prevede che, inizialmente, le attività e passività finanziarie debbano essere valutate al *fair value*, inclusivo degli eventuali costi di transazione che sono direttamente attribuibili all'assunzione o emissione delle stesse. Successivamente, attività e passività finanziarie possono essere valutate a *fair value*, ovvero a costo ammortizzato, salvo l'esercizio della c.d. *fair value option*. In merito ai criteri di valutazione degli investimenti in strumenti di capitale non detenuti per finalità di *trading*, è possibile optare irrevocabilmente per la presentazione delle variazioni di *fair value* tra gli *other comprehensive income*; i relativi dividendi dovranno essere in ogni caso rilevati a conto economico. Il nuovo principio, modificato con riferimento alla data di prima adozione nel mese di dicembre 2011, sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015. Il Gruppo sta valutando 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 abbiamo 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 il *restatement*, relativamente al quale hanno facoltà ma non obbligo.
Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015. Il Gruppo sta valutando 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 ed 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 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 ad una quota delle attività nette o del risultato economico derivanti dall'accordo.
Nel bilancio consolidato, la partecipazione ad 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 ad 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 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 Ventures*, collegate ed 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 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 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 che 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 che 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 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 impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- "IFRIC 20 - *Stripping costs in the production phase of a surface mine",* emesso ad 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 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 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 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 subíto 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'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 retrospetticamente 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 Aragon acquisita precedentemente da Nubia 2000 (oggi Endesa Gas T&D).

2011

> cessione, in data 24 febbraio 2011, della società Compañia Americana de Multiservicios (CAM), operante in America Latina nel settore dei servizi generali;
> cessione, in data 1° marzo 2011 della società Synapsis IT Soluciones y Servicios (Synapsis), operante in America Latina nel settore dei servizi informatici;
> acquisizione, in data 31 marzo 2011 di un'ulteriore quota del 16,67% della Sociedad Eólica de Andalucía – SEA, che ha consentito 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 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 che 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 ad Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER), a seguito del *break-up* della *joint venture* tra Enel Green Power España ed il *partner* Gas Natural, in base all'accordo finalizzato in data 30 maggio 2011. A partire dalla data di esecuzione dell'accordo, tali *asset* sono pertanto consolidati con il metodo integrale, come più dettagliatamente esposto nel prosieguo del presente documento;

> acquisizione, in data 9 giugno 2011, di un'ulteriore quota del 50% nella Sociedad Térmica Portuguesa, per effetto del 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 L.P. dell'intero capitale delle società olandesi Maritza East III Power Holding B.V. e Maritza O&M Holding Netherland B.V. Tali società sono rispettivamente titolari del 73% del capitale della società bulgara Enel Maritza East 3 A.D. e del 73% del capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria A.D.;

> cessione, in data 30 novembre 2011, del 51% del capitale di Deval e Vallenergie 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 Eléctricité 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 ed 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 d'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 ad 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 a *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel 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 di 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 Union 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 ed 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 *fair value*:	
- 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 Eufer 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 dalla 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, la 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 ed in virtù dell'assetto di *governance* fissato dai patti parasociali, ha iniziato ad esercitare il controllo, consentendo quindi ad 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 sopra citate attività su cui Enel continua, pertanto, a mantenere il controllo, a fronte dell'acquisizione di un'interessenza nella società stessa, detentrice 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 che alla porzione di fair value delle concessioni acquisite dal Gruppo ad 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*) ed 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 *fair value*:	
- 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 ad 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, la 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 *fair value*:	
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. In seguito all'abrogazione, intervenuta nel 2011, delle norme presenti nella Legge "Sviluppo" e nel successivo D. Lgs. 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, ad 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* ed 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 *fair value*:	-
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 e 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 (concessionaria 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) ad un prezzo complessivamente pari a 85 milioni di euro. Inoltre, nel mese di gennaio 2011, è stato 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 ed il valore degli *asset* acquisiti, precedentemente assegnati alle minoranze, ha trovato contabilizzazione nel Patrimonio netto consolidato.

Gli effetti delle operazioni citate sono i seguenti.

Effetto delle acquisizioni

Milioni di euro	
Attività nette acquisite	**171**
Costo delle operazioni	93
Riserva da operazioni su *non controlling interest*	**78**

Acquisizione del pieno controllo di Sociedad Eolica de Andalucia e di TP-Sociedade Termica Portoguesa

In data 31 marzo 2011 il Gruppo ha acquisito un'ulteriore quota del 16,67% della Sociedad Eólica de Andalucía – SEA, consentendo a Enel Green Power España di incrementare la propria partecipazione nella società dal 46,67% al 63,34% ed assumerne, in qualità di azionista di maggioranza, il pieno controllo; analogamente, in data 9 giugno 2011, è stata acquisita un'ulteriore quota del 50% nella Sociedad 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 delle acquisizioni e della *Purchase Price Allocation*

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	**18**
Rettifiche per valutazione al *fair value*:	
- 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

ATTIVITÀ		al 31.12.2010	Effetto PPA SE Hydropower	al 31.12.2010 *restated*
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

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2010	Effetto PPA SE Hydropower	al 31.12.2010 *restated*
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 ad operazioni su quote partecipative senza perdita di controllo, si è proceduto ad 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 *commodity*, dei tassi di interesse e del tasso di cambio.

La natura dei rischi finanziari cui è esposto il Gruppo è tale per cui variazioni nel livello dei tassi di interesse comportano variazioni dei flussi di cassa connessi al pagamento degli interessi sugli strumenti di debito a lungo termine indicizzati al tasso variabile, mentre variazioni dei tassi di cambio tra l'euro e le principali divise estere hanno un impatto sul controvalore dei flussi finanziari denominati in tali divise e sul valore di consolidamento delle partecipazioni denominate in divisa estera.
Nel rispetto delle politiche di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari, le esposizioni vengono coperte generalmente tramite la stipula di contratti derivati su mercati *Over the counter (OTC)*.
Enel è inoltre impegnata in un'attività di *proprietary trading*, con l'obiettivo di presidiare i mercati delle *commodity* energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle *commodity* energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO_2 e energia elettrica nei principali paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e *over the counter*, cogliendo opportunità di profitto grazie ad 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 ed 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* ed 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 che non regolamentati.
Non si rilevano modifiche nei criteri di valutazione dei derivati in essere a fine esercizio rispetto a quelli adottati alla fine dell'esercizio precedente. Gli effetti a Conto economico e a Patrimonio Netto di tali valutazioni sono pertanto riconducibili esclusivamente alle normali dinamiche di mercato.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato). Gli ammontari espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando 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 ed 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 nozionale ed il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2011	2010
Interest rate swap	12.984	12.628
Interest rate option	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 suddiviso per designazione contabile (IAS 39):

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*:								
Interest rate swap	10.007	9.432	(613)	(497)	6	8	(619)	(505)
Interest rate option	1.000	3.608	(8)	(64)	-	-	(8)	(64)
Derivati di *fair value hedge*:								
Interest rate swap	83	98	14	9	14	9	-	-
Derivati di *trading*:								
Interest rate swap	2.894	3.098	(122)	(163)	6	8	(128)	(171)
Interest rate option	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 (*fair value* positivo)	6	(6)	(8)	5	-	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(627)	(201)	(157)	(120)	(65)	(31)	(171)
Derivati FVH su tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	14	2	2	1	1	1	3
Derivati passivi (*fair value* negativo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati di *trading* su tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	6	3	2	1	-	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(141)	(71)	(28)	(16)	(6)	(5)	(50)

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile del Gruppo Enel esposto alla variabilità dei tassi di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.
Al 31 dicembre 2011 il 31% dell'indebitamento netto è indicizzata 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 c*ash 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 *subsidiaries*;
> flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali;
> flussi di cassa relativi a investimenti in divisa estera, a dividendi derivanti da consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto/vendita da partecipazioni.

Al fine di minimizzare tale rischio il Gruppo pone in essere, tipicamente sul mercato *Over the counter* (*OTC*), diverse tipologie di contratti derivati ed 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, ad una determinata data futura e ad un certo

tasso di cambio (c.d. *strike*); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable forward*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* ed il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (*non deliverable forward*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.
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, ad una certa data futura, due flussi di capitale denominati in divise diverse a condizioni contrattuali predeterminate (il tasso di cambio contrattuale rappresenta lo *strike* dell'opzione); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* ed 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 *currency forward* a copertura del rischio cambio *commodity*	7.273	7.055
Contratti *currency forward* a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	1.232	393
Contratti *currency swap* a copertura delle *commercial paper*	240	334
Contratti *currency forward* a copertura delle *linee di credito*	201	161
Altri contratti *forward*	-	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):

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*:								
- *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 in valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrice 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 (es. contratti per differenza, *VPP*, ecc) nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il prezzo di mercato dell'energia superi il prezzo *strike,* e a favore di Enel nel caso contrario.
L'esposizione residua, derivante dalle vendite di energia sul mercato *spot*, non coperte dai suddetti contratti, è valutata e gestita in funzione di una stima dell'andamento dei costi di generazione. Le posizioni residue così determinate sono prevalentemente aggregate su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato.

Nella tabella seguente vengono forniti il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 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	
Fair value derivati su energia di *cash flow hedge*	93	(54)	(204)
Fair value derivati su carbone di *cash flow hedge*	(148)	(62)	23
Fair value derivati su gas di *cash flow hedge*	(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	
Fair value derivati su energia di *trading*	(28)	40	85
Fair value derivati su *commodity* petrolifere di *trading*	(123)	(34)	64
Fair value derivati su carbone di *trading*	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 EUR/USD, 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.

Nella tabella successiva 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 EUR/USD
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 ed internazionali, avendo cura di diversificare l'operatività tra i diversi istituti ed 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, della distribuzione di gas, della 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 del 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 ed 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 in 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 (utilizzati 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 OGK-5 nel corso del 2011. L'incremento del loro valore nozionale, pari a 2.628 milioni di euro, è essenzialmente connesso ad 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 di *cash flow hedge*				
- tassi	6	-	6	-
- cambi	1.302	-	1.302	-
- *commodity*	10	-	10	-
Totale	**1.318**	**-**	**1.318**	**-**
Derivati di *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 di *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 ed 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 CO_2 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* che 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 ad 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 *cash flow hedge*				
- tassi	600	-	600	-
- cambi	1.495	-	1.495	-
Totale	**2.095**	-	**2.095**	-
Derivati di *fair value hedge*				
- cambi	6	-	6	-
Totale	**6**	-	**6**	**-**
Derivati di *trading*				
- tassi	66	-	66	-
- cambi	3	-	3	-
- *commodity*	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 ad 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 di *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 ad 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 di *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 CO_2 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 *commodity*	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** (6)	**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 *commodity*	(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 (6)**	**9.654 (9)**	**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 (8)**	**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".

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 *restated* [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 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 a *fair value* 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 ed accolgono i proventi derivanti dalla cessione di parte degli *asset* di Enel Union 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 a *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); (*ii*) già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Enel Union Fenosa Renovables (76 milioni di euro), Sociedad Eolica de Andalucia (23 milioni di euro) e TP – Termica Portoguesa (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), 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'incremento 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 maggiori 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 Operation Bulgaria, Enel Maritza Est 3, Deval e Vallenergie, nonché al 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 l'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, ad 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 presente 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 ed 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 per derivati di trading/non copertura IFRS/IAS	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 *fair value through profit or loss*	-	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 *Cash Flow Hedge*	568	726	(158)
- proventi da derivati a *fair value through profit or loss*	516	332	184
- proventi da derivati di *Fair value Hedge*	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 *fair value through profit or loss*	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 *cash flow hedge*	450	514	(64)
- oneri da derivati a *fair value through profit or loss*	542	482	60
- oneri da derivati di *fair value hedge*	15	13	2
Totale oneri da strumenti derivati	**1.007**	**1.009**	**(2)**
Attualizzazione TFR e altri benefíci 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 la crescita generale dei tassi di interesse, nonché la strategia di rifinanziamento del debito volta ad ottimizzare la struttura finanziaria del Gruppo, è stato controbilanciato dalla riduzione delle "differenze negative di cambio", che risentono in principal modo dell'indebitamento espresso in valuta diversa dall'euro, coperto da analoghe operazioni di *cross currency interest rate swap*.

Gli "oneri da strumenti derivati", pari a 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 alla 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 D.L. n. 112/08 (cd. "Robin Tax") che, in ragione delle recenti evoluzioni normative ed 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 *ante* 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 (D.L. 112/08)	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).

	2011	2010	2011-2010
Risultato delle *continuing operations* di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	4.148	4.390	(242)
Risultato delle *discontinued operations* 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 *stock options*	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,44	0,47	(0,03)
Risultato e risultato diluito delle *continuing operations* per azione (euro)	0,44	0,47	(0,03)
Risultato e risultato diluito delle *discontinued operations* per azione (euro)	-	-	-

Si segnala che i piani di *Stock Options* 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 Jaslovske Bohunice e dell'impianto idroelettrico di Gabcikovo, la cui sottoscrizione era condizione necessaria per l'avvio del processo di privatizzazione del sistema elettrico slovacco. In particolare, il contratto di *leasing* dell'impianto V1 si riferisce all'intera vita utile residua del bene e al periodo intercorrente tra la fermata della produzione e l'inizio del processo di *decommissioning,* mentre per l'impianto di Gabcikovo l'accordo ha durata trentennale a partire da aprile 2006.

Nella seguente tabella sono esposti i pagamenti minimi futuri dovuti per il *leasing* e il relativo valore attuale.

Milioni di euro	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
	al 31.12.2010	
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 specificatamente dedicati a investimenti effettuati per 88 milioni di euro (29 milioni di euro nel 2010).

La "Rimisurazione a *fair value* a seguito di modifica nel controllo", pari a 129 milioni di euro, è interamente connessa all'applicazione del principio contabile internazionale 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 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 alla rilevazione della concessione su San Floriano Energy per effetto dell'allocazione del costo sostenuto per l'acquisizione del 33% della società.

La "Rimisurazione a *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 Union Fenosa Renovables, Sociedad Eolica de Andalucia e TP Termica 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 possibilità di utilizzazione (mediamente tra i tre e i cinque anni).

Le "Concessioni, licenze, marchi e diritti simili" includono gli oneri sostenuti per l'acquisizione della clientela dalle società di vendita del gas e da quelle di distribuzione dell'energia elettrica all'estero. L'ammortamento è calcolato in quote costanti lungo la durata media dei rapporti con i clienti acquisiti o delle concessioni. Tale voce include beni a vita utile indefinita per un valore complessivo di 10.325 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 latino americani, 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 *restated*			Variazione perimetro di consolid.	Differenze cambio	Perdite di valore	Riclassifica da "Attività possedute per la vendita"	Altri movimenti	**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 OGK-5	1.242	-	**1.242**	-	(28)	-	-	-	1.214	-	**1.214**
Gruppo Enel 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**
RusEnergoSbyt	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 EGP España, EGP Latin America, Enel Panama, Inelec, EGP North America, EGP Hellas, EGP France, EGP Romania, EGP Bulgaria e EGP 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.
La “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 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 *cash generating unit (CGU)* si sono basati, coerentemente con la visione strategica e operativa del *management*, essenzialmente sulla natura specifica *del business* di riferimento, sulle regole di funzionamento e le normative dei mercati in cui si opera e sull’organizzazione aziendale definita anche in funzione di motivazioni a carattere tecnico-gestionale, nonché sul livello di reportistica monitorata dal *management*.
La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d’uso delle CGU in esame mediante l’utilizzo di modelli *Discounted Cash Flow,* che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l’applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando *input* di mercato quali tassi *risk-free*, beta e *market risk premium*.
I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima e desumibili:

> per il periodo esplicito dal piano industriale decennale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti agli assetti industriali e commerciali, nonché all’andamento delle principali variabili macroeconomiche (inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio) e delle *commodity*;
> per gli anni successivi, tenendo in considerazione le ipotesi sull’evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa, la vita media utile residua degli *asset* o la durata delle concessioni.

In particolare il 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, ad eccezione di quanto indicato successivamente con riguardo alle CGU Marcinelle energie e EGP 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 viene riportata la composizione del saldo dei principali avviamenti per società a cui la *cash generating unit*

appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita (1)	Tasso di sconto WACC 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
EGP España	406	2,0%	8,3%	5 anni	16 anni
EGP North America	123	2,1%	7,8%	5 anni	21 anni
EGP Latin America	266	3,5%	9,2%	5 anni	30 anni
RusEnergoSbyt	43	1,2%	15,6%	12 anni	
Nuove Energie	26	0,8%	9,8%	10 anni	19 anni
EGP France	25	2,0%	7,9%	5 anni	20 anni
EGP Portoscuso e altre minori	20	2,0%	10,9%	10 anni	16 anni
EGP Romania	13	2,9%	11,1%	5 anni	20 anni
EGP 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 post 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 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 EGP 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	al 31.12.2010 *restated*	Incr./(Decr.) con imputazione a Conto economico	Variazione area di consolidam.	Altri movimenti	Differenze cambio	Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	**al 31.12.2011**
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 D.L. 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 *restated*					**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 e 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 capitale di Enel Rete Gas esercitabile, al verificarsi di determinate condizioni, a partire dal 2014 (anno in cui si concluderà un periodo di *lock up* quinquennale valevole tanto per Enel Distribuzione quanto per F2i Reti Italia) e fino al 2018.

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 *restated*	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	*Fair value*	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 il seguente:

Milioni di euro		Quota %		Quota %	
	al 31.12.2011		al 31.12.2010 *restated*		2011-2010
Bayan Resources	511	10,00%	500	10,00%	11
Terna	266	5,12%	325	5,12%	(59)
Echelon	11	7,36%	23	7,36%	(12)
Altre	205		188	-	17
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 *restated*	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 benefíci 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 deliberazione dell'AEEG del 29 dicembre 2011 – ARG/elt 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 *restated*	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 CO_2 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 *restated*	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)**

I crediti 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 *restated*	**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 – *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. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – *Euro 44.629 milioni*

La tabella seguente mostra la ricostruzione della "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine" a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2011	al 31.12.2010 *restated*	2011-2010
Finanziamenti a lungo termine	26.1	48.703	52.440	(3.737)
Finanziamenti a breve termine	26.2	4.799	8.209	(3.410)
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	26.1	9.672	2.999	6.673
Attività finanziarie non correnti	26.3	(3.576)	(2.567)	(1.009)
Attività finanziarie correnti	26.4	(7.954)	(10.993)	3.039
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	26.5	(7.015)	(5.164)	(1.851)
Totale		**44.629**	**44.924**	**(295)**

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2010, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro

	al 31.12.2011	al 31.12.2010 *restated*	2011-2010
Denaro e valori in cassa	1.068	6	1.062
Depositi bancari e postali	5.947	5.158	789
Titoli	52	95	(43)
Liquidità	**7.067**	**5.259**	**1.808**
Crediti finanziari a breve termine	1.900	1.289	611
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	370	319	51
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	5.632	9.290	(3.658)
Crediti finanziari correnti	**7.902**	**10.898**	**(2.996)**
Debiti verso banche	(888)	(281)	(607)
Commercial paper	(3.204)	(7.405)	4.201
Quota corrente di finanziamenti bancari	(6.894)	(949)	(5.945)
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(2.473)	(1.854)	(619)
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(305)	(196)	(109)
Altri debiti finanziari correnti	(707)	(523)	(184)
Totale debiti finanziari correnti	**(14.471)**	**(11.208)**	**(3.263)**
Posizione finanziaria corrente netta	**498**	**4.949**	**(4.451)**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(9.918)	(15.584)	5.666
Obbligazioni	(37.461)	(34.401)	(3.060)
Preference share	(180)	(1.474)	1.294
Debiti verso altri finanziatori	(1.144)	(981)	(163)
Posizione finanziaria non corrente	**(48.703)**	**(52.440)**	**3.737**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	**(48.205)**	**(47.491)**	**(714)**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**3.576**	**2.567**	**1.009**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(44.629)**	**(44.924)**	**295**

Si precisa che, relativamente a tali voci, non vi sono rapporti con parti correlate.

26.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – *Euro 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 nel				
		al 31.12.2011		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 ed 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 swaps*), 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
Preference share	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 ad un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel SpA, in scadenza nel mese di maggio 2011;
  - 300 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso da Endesa Capital, in scadenza a novembre 2011;
  - 195 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Slovenské elektrárne, in scadenza a giugno 2011 ;
  - 120 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel OGK-5, in scadenza a settembre 2011;
  - 105 milioni di euro relativi ad 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 shares* emesse da Endesa Capital Finance, rimborsati 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 Rénovables 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 ed 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 *tranches*:
  - 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 *tranches*:
  - 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 degli 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 degli 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 con da parte di Enel Green Power tramite "ENROP" – Eolicas de Portugal S.A. - con la Banca Europea degli 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, ed i relativi *spread* creditizi.

Milioni 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 debitrici (Enel, Endesa e le altre società del Gruppo) e in alcuni casi in capo alla Capogruppo nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. I principali *covenant* fanno riferimento alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, ai finanziamenti erogati sia dalla BEI sia dalla Cassa Depositi e Prestiti, al *Credit Agreement* 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 ad esempio: insolvenza, ovvero mancato pagamento di quote capitale o di interessi, messa in liquidazione dell'emittente, ecc.) si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento; in base alle clausole di "*cross default*", nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno del 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato) si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;

> clausole di rimborso anticipato in caso di nuove imposizioni fiscali, in base alle quali è consentito il rimborso alla pari in qualsiasi momento in relazione a tutte le obbligazioni in circolazione.

I principali *covenant* previsti per i finanziamenti erogati a favore di alcune società del Gruppo da parte della BEI possono essere riassunti come segue:

> clausole "*negative pledge*", in base alle quali Enel, non costituirà o fornirà a terzi garanzie o privilegi aggiuntivi rispetto a quelli già disciplinati nei singoli contratti da parte della società o delle altre società controllate del Gruppo, a meno che una garanzia equivalente non sia estesa pariteticamente o *pro quota* ai finanziamenti in oggetto;

> clausole che prevedono il mantenimento del *rating* del garante (sia esso Enel o banche di gradimento della BEI) al di sopra di determinati livelli; in caso di garanzia fornita da Enel, il patrimonio netto del Gruppo non deve risultare inferiore a determinati livelli;

> clausole di "*material change*" in base alle quali, al verificarsi di un determinato evento (operazioni di fusione, scissione, cessione o conferimento ramo di azienda, modifica di struttura di controllo della società, ecc.), è previsto un conseguente adeguamento al contratto, in mancanza del quale si configurerebbe un'ipotesi di rimborso anticipato immediato, senza pagamento di alcuna commissione;

> obblighi di informativa periodica alla BEI;

> obbligo di copertura assicurativa e di mantenimento della proprietà, del possesso e di utilizzo di opere, impianti e macchinari oggetto del finanziamento per tutta la durata del prestito;

> clausola di "risoluzione del contratto" in base alla quale, al verificarsi di un determinato evento (gravi inesattezze nella documentazione rilasciata in occasione del contratto, mancato pagamento alla scadenza, sospensione dei pagamenti, stato di insolvenza,

amministrazione straordinaria, cessione dei beni ai creditori, scioglimento, liquidazione, cessione totale o parziale dell'attività, dichiarazione di fallimento o concordato preventivo o amministrazione controllata, notevole diminuzione del patrimonio, ecc.), si configurerebbe l'ipotesi di esigibilità immediata del prestito.

Nel 2009 è stato sottoscritto un contratto di finanziamento tra Cassa Depositi e Prestiti, in qualità di mutuante ed Enel Distribuzione, in qualità di mutuatario, che è stato oggetto di modifiche nel corso del 2011. I principali *covenant* contenuti in tale contratto di finanziamento e nella garanzia accessoria rilasciata dalla Capogruppo possono essere riassunti come segue:

> clausola di risoluzione e di decadenza dal beneficio del termine, in base alla quale il verificarsi di determinati eventi (quali ad 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 ad 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 ad esempio: la variazione del *credit rating* di Enel, nonchè 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 similari, possono essere riassunti come segue:

> clausole "*negative pledge*", in base alle quali il *borrower* (e le sue controllate rilevanti) non possono creare o mantenere in essere (con eccezione delle garanzie permesse) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario presente e futuro;

> clausole "*pari passu*", in base alle quali gli impegni di pagamento costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo del debitore, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" degli altri finanziamenti presenti e futuri;

> clausola di "*change* of *control*" che si applica nel caso in cui (i) Enel divenga controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato Italiano ovvero (ii) Enel o alcune delle società da essa controllate conferiscano una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti ad 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 ad esempio: mancato pagamento, mancato rispetto del contratto, falsa dichiarazione, insolvenza o dichiarazione di insolvenza del *borrower* o di alcune delle controllate rilevanti, cessazione dell'attività, intervento del Governo e/o nazionalizzazione, processo o procedimento amministrativo con potenziale effetto negativo, attività illegali, nazionalizzazione ed espropriazione governativa o acquisto coatto del *borrower* o di una sua controllata rilevante) si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento. Tale inadempimento se non sanato entro un determinato periodo di tempo comporta in virtù della clausola di "*acceleration*" l'obbligo del rimborso anticipato del finanziamento che diviene immediatamente esigibile;

> in base alle clausole di "*cross default*",nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno di una precisa percentuale, pari al 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato) si verifica inadempimento anche sui prestiti in oggetto che, pertanto, diverranno immediatamente esigibili;

> obblighi di informativa periodica.

Nel *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 (ad 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 verifichi un inadempimento (superiore a determinati importi) su un qualsiasi indebitamento finanziario in capo a Endesa e/o Endesa Capital, quotato o passibile di quotazione in mercati regolamentati;
> clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non può concedere ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario quotato o passibile di quotazione in mercati regolamentati, a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;
> clausole "*pari passu*", in base alle quali i titoli e le garanzie sono almeno allo stesso livello di "*seniority*" con tutti gli altri titoli non garantiti e non subordinati presenti e futuri emessi da Endesa Capital o Endesa.

Si ricorda infine che nessun finanziamento acceso da Endesa, International Endesa BV ed Endesa Capital, contiene clausole di *cross-default* riguardanti il debito delle società controllate in America Latina.

Gli impegni relativi ai *project finance* concessi alle società controllate relative alle energie rinnovabili, e 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 soggetto a clausole di *cross-default*, in base alle quali nel caso si verifichi un evento di inadempimento (mancato pagamento o mancato rispetto di determinati obblighi) su un qualsiasi indebitamento finanziario di una società controllata da Enersis o Endesa Chile si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile.
Inoltre, molti di questi accordi contengono anche clausole di *cross-acceleration* al verificarsi di determinati eventi, talune azioni governative, atti di insolvenza ed espropri giudiziali di beni.
In aggiunta a quanto sopra indicato, si segnala che alcuni finanziamenti prevedono il rimborso anticipato in caso di *change of control* da parte di Endesa o delle società controllate.

26.2 Finanziamenti a breve termine – *Euro 4.799 milioni*

Al 31 dicembre 2011 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 4.799 milioni di euro, registrando 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 *Pagares* in capo a 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 *restated*	2011-2010
Titoli detenuti sino a scadenza (*Held To Maturity*)	68	93	(25)
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al *fair value* con imputazione a Conto economico (*Fair value Through Profit or Loss*)	10	11	(1)
Titoli disponibili per la vendita (*Available For Sale*)	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 delle voce sopra commentata in base ai diversi livelli di *fair value*, così come individuati dalle modifiche all'IFRS 7.

Milioni di euro	*Fair value*	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2011			
Titoli detenuti sino a scadenza (*Held To Maturity*)	68	68	-	-
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al *fair value* con imputazione a Conto economico (*Fair value Through Profit or Loss*)	10	10	-	-
Titoli disponibili per la vendita (*Available For Sale*)	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 deliberazione dell'AEEG del 29 dicembre 2011 – ARG/elt 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 ad 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, ed 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 *restated*	2011-2010
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	5.632	9.290	(3.658)
Crediti per anticipazioni *factoring*	370	319	51
Titoli:			
- titoli valutati al *fair value* con imputazione a Conto economico (*Fair value Through Profit or Loss*)	-	8	(8)
- titoli disponibili per la vendita (*Available For Sale*)	51	56	(5)
- titoli detenuti sino a scadenza (*Held To Maturity*)	1	31	(30)
Crediti finanziari e *cash collateral*	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 delle voce "Titoli" sopra commentata in base ai diversi livelli di *fair value*, così come individuati dalle modifiche all'IFRS 7.

Milioni di euro	*Fair value*	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2011			
Titoli disponibili per la vendita (*Available For Sale*)	51	51	-	-
Titoli detenuti sino a scadenza (*Held To Maturity*)	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 *restated*	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 e 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 *restated*	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 la seguente:

Milioni di euro

	al 31.12.2010 *restated*	Riclassifica da Passività 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 benefíci 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 classificate nel 2010 come possedute per la vendita ed 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 e Electrica 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.

Milioni di euro

	al 31.12.2010 *restated*			Variazioni						**al 31.12.2011**		
	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui interessenze di terzi*	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciate 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 benefíci ai dipendenti – *Euro 3.000 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefíci 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 "Benefíci pensionistici" accoglie per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefíci relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza, mentre per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce ai benefíci dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro;

> la voce "Sconto elettricità" 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 benefíci definiti non incluse nelle voci precedenti.

Nel seguito si evidenziano la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e del *fair value* delle attività asservite ai piani dei benefici, nonché la riconciliazione di tali passività attuariali, al netto delle relative attività, con le passività rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2010.

Milioni di euro	**2011**					2010				
	Benefici pensionistici	Sconto elettricità	Assistenza sanitaria	Altri	**Totale**	Benefici pensionistici	Sconto elettricità	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)**
Curtailments / settlements	(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:										
Fair value 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**
Curtailments / settlements	(418)	-	-	-	**(418)**	-	-	-	-	**-**
Altri movimenti	21	-	-	-	**21**	22	-	-	-	**22**
(Utili)/Perdite su cambi	(48)	-	-	-	**(48)**	65	-	-	-	**65**
Benefíci liquidati	(207)	(83)	(17)	(20)	**(327)**	(217)	(89)	(14)	(13)	**(333)**
***Fair value* 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 benefíci 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 benefíci 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 benefíci pensionistici e 97 milioni di euro iscritti tra le attività finanziarie non correnti), il valore di mercato di tali attività si riferisce a beni che si trovano in Spagna per il 52% (65% al 31 dicembre 2010) e in Brasile per il 48% (35% al 31 dicembre 2010). Tali attività sono composte come segue 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 benefíci ai dipendenti.

Milioni di euro

	2011					2010				
	Benefici pensionistici	Sconto elettricità	Assistenza sanitaria	Altri	**Totale**	Benefici pensionistici	Sconto elettricità	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 benefíci 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 benefíci ai dipendenti e delle attività al servizio dei piani sono evidenziate nella seguente tabella.

	Italia	Penisola Iberica	America Latina	Altri	Italia	Penisola Iberica	America Latina	Altri
	2011				2010			
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*

Milioni di euro	al 31.12.2010 *restated*	Effetto a conto economico	Variazione perimetro di consolidamento	Utilizzi e altri movimenti	**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 nucleari. L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Enresa della gestione dell'impianto (c.d. *post-operational costs*).

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 *restated*	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 *restated*	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 *restated*	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 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 operante in Italia vende 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.

	Parti correlate								Società collegate								
Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	**Totale**	Severenergia	Enel Rete Gas	Elica 2	Cesi	Società minori	**Totale**	**Totale generale**	**Totale voce di bilancio**	**Incidenza %**
Rapporti patrimoniali:																	
Crediti commerciali	75	836	362	9	73	-	57	**1.412**	1	18	2	-	40	**61**	**1.473**	11.570	**12,7%**
Attività finanziarie correnti	-	-	1	-	-	-	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**	**1**	10.466	**-**
Altre attività correnti	-	49	15	-	1	-	-	**65**	-	-	1	-	5	**6**	**71**	2.135	**3,3%**
Debiti commerciali	1.139	600	466	141	651	101	69	**3.167**	-	73	-	29	35	**137**	**3.304**	12.931	**25,6%**
Passività finanziarie correnti	1	-	1	-	-	-	-	**2**	-	-	-	-	-	**-**	**2**	3.668	**0,1%**
Altre passività correnti	2	-	11	-	-	-	2	**15**	-	-	-	-	-	**-**	**15**	8.907	**0,2%**
Rapporti economici:																	
Ricavi delle vendite	1.259	4.431	890	440	319	-	54	**7.393**	-	45	2	-	15	**62**	**7.455**	77.573	**9,6%**
Altri ricavi e proventi	-	-	207	-	-	-	1	**208**	-	-		-	-	**-**	**208**	1.941	**10,7%**
Materie prime e materiali di consumo	6.096	2.741	346	489	-	-	100	**9.772**	-	-	-	-	198	**198**	**9.970**	42.901	**23,2%**
Servizi	-	157	1.514	59	24	141	46	**1.941**	-	283	-	15	48	**346**	**2.287**	14.440	**15,8%**
Altri costi operativi	2	-	5	-	-	-	14	**21**	-	1	-	4	-	**5**	**26**	2.143	**1,2%**
Proventi netti da gestione rischio *commodity*	(8)	-	85	-	-	-	-	**77**	-	-	-	-	-	**-**	**77**	272	**28,3%**
Proventi finanziari	-	-	22	-	-	-	-	**22**	5	-	-	-	2	**7**	**29**	2.693	**1,1%**
Oneri finanziari	1	-	2	-	-	2	2	**7**	-	-	-	-	-	**-**	**7**	5.717	**0,1%**

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 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.

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:	
- fideiussioni 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 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 esposizione 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 "Forli-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'AEEG, ai sensi della Legge n. 481/95, 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 alla emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle. La sentenza ha condannato gli imputati in solido con Enel, quale responsabile civile, al risarcimento dei danni in favore di una pluralità di soggetti, persone fisiche ed enti locali. Tale risarcimento è stato riconosciuto in 367.000 euro a favore di alcuni soggetti, per lo più privati, mentre la quantificazione del risarcimento a favore di alcuni enti pubblici (Regioni Veneto ed Emilia Romagna, Provincia di Rovigo e Comuni vari) è stato rimesso a un successivo giudizio civile, liquidando – a titolo di "provvisionale" – circa 2,5 milioni di euro complessivi.

La sentenza del Tribunale di Adria è stata appellata e in data 12 marzo 2009, la Corte d'Appello di Venezia ha riformato parzialmente detta sentenza, assolvendo per non aver commesso il fatto gli ex Amministratori ed escludendo il danno ambientale, disponendo la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisionale. Avverso detta favorevole sentenza di appello hanno ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale che le parti civili costituitesi in tale sede. Con sentenza dell'11 gennaio 2011, la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso, annullando la sentenza della Corte d'Appello di Venezia e rinviando alla stessa Corte d'Appello in sede civile per le statuizioni in tema di risarcimento del danno e riparto dello stesso tra gli imputati. Si precisa che con riferimento alle somme liquidate a favore di alcuni enti pubblici, 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 ed alcuni enti pubblici hanno richiesto ad 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 e 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 conclusi 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 ad Enel sia dei giudici di appello che 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'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 ad 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 dalla 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 la 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 che 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 ed 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 una 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 options* 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 del 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 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 dalla 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 ed 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* che nel *quantum* ed 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 ad ottenere la condanna della Repubblica di Albania alla riparazione nella forma della *restitutio in integrum* ed 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 ad 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 ad Enelpower (a titolo contrattuale ed extracontrattuale) e ad 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'articolo 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'articolo 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 ad 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 dell'Emilia Romagna, con Ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13/07/06, 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 ed 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 dall'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 ed 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 dalla 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 a Ampla Energia e Servicios, 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, quest'ultima ha provveduto a presentare le proprie difese. CIEN ha contestato la pretesa invocando il caso di forza maggiore derivata 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 ad 281 milioni di euro ed 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 ad un prezzo finale di assegnazione pari a Euro 2,74 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*.

Acquisto *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 divenuta 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.

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 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.

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 CO_2 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 implementare con efficacia operativa interventi complessi su clienti specifici. Le due aziende avvieranno al più presto i primi progetti per diffondere su larga scala soluzioni innovative sotto il profilo tecnologico, gestionale e finanziario, cogliendo anche le opportunità dei recenti sviluppi nella normativa incentivante l'efficienza energetica in Italia e coinvolgendo diversi *partner* su tutto il territorio nazionale specializzati per tecnologie e clienti *target*.

Aggiornamento *rating* Enel da parte di Standard & Poor's

L'agenzia Standard & Poor's in data 8 marzo 2012 ha comunicato di aver rivisto il *rating* a lungo termine di Enel SpA a "BBB+" (dal precedente "A-"). La stessa agenzia ha comunicato di aver confermato ad "A-2" il *rating* a breve termine di Enel. A seguito della rimozione del *creditwatch* 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 la Enel sta implementando per contrastare gli effetti congiunturali contribuiranno a migliorare il profilo di rischio finanziario del Gruppo Enel, nonostante la debolezza delle prospettive economiche prevista dalla stessa Standard & Poor's con riferimento ai mercati italiano e spagnolo.

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, ad esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione *mortis causa*) specificamente disciplinate nell'apposito regolamento del Piano.
L'esercizio delle opzioni è subordinato al raggiungimento di due obiettivi di carattere gestionale, calcolati entrambi su base consolidata triennale: (i) l' "*earning per share*" (EPS, rappresentato dalla ripartizione del risultato netto del Gruppo sul numero di azioni Enel in circolazione) relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento, e (ii) il "*return on average capital employed*" (ROACE, rappresentato dal rapporto tra il risultato operativo e il capitale investito netto medio) relativo al triennio 2008-2010, anch'esso calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento. In funzione del livello di raggiungimento di tali obiettivi, la determinazione del quantitativo di opzioni effettivamente esercitabili da parte di ciascun destinatario avviene sulla base di una scala di *performance* fissata dal Consiglio di Amministrazione di Enel e può variare, in aumento o in diminuzione rispetto al quantitativo base di opzioni assegnate, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120%.

Modalità di esercizio

Una volta verificato il livello di raggiungimento degli indicati obiettivi di carattere gestionale, le opzioni assegnate possono essere esercitate a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione e fino al sesto anno successivo a quello di assegnazione, in qualsiasi momento, fatti salvi due *blocking period* annuali della durata indicativa di un mese ciascuno (individuati a ridosso dell'approvazione del progetto di bilancio di esercizio e della relazione semestrale da parte del Consiglio di Amministrazione).

Strike price

Lo *strike price* è stato originariamente fissato nella misura di euro 8,075, pari al prezzo di riferimento dell'azione Enel rilevato dal sistema telematico della Borsa Italiana in data 2 gennaio 2008. Il prezzo di sottoscrizione è stato successivamente rideterminato dal Consiglio di Amministrazione in data 9 luglio 2009 nella misura di euro 7,118, per tenere conto della

conclusione nello stesso mese di luglio 2009 dell'operazione di aumento di capitale effettuata da Enel e dei riflessi che dalla stessa sono derivati sull'andamento di mercato del titolo Enel. La sottoscrizione delle azioni risulta a totale carico dei destinatari, non prevedendo il Piano alcuna agevolazione a tale riguardo.

Azioni a servizio del Piano

Nel giugno 2008 l'Assemblea straordinaria di Enel ha deliberato di conferire al Consiglio di Amministrazione una delega quinquennale ad aumentare il capitale sociale a pagamento, per un massimo di 9.623.735 euro.

Sviluppo del Piano di *stock option* 2008

Dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, si è accertato che nel corso del triennio 2008-2010 sia l'EPS sia il ROACE si sono posizionati a un livello superiore rispetto a quello indicato nei *budget* degli anni di riferimento, facendo divenire in tal modo esercitabile un numero di opzioni pari al 120% di quelle originariamente assegnate ai destinatari, in applicazione dell'apposita scala di *performance* fissata dal Consiglio di Amministrazione di Enel.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano di *stock option* 2008:

Totale opzioni assegnate	Numero destinatari	*Strike price*	Verifica condizioni del Piano	Opzioni esercitate fino al 31.12.2010	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 previsto venga di volta in volta determinata dal Consiglio stesso in occasione dell'adozione di deliberazioni concernenti la destinazione degli utili e che risulta parametrata alla quota dei "dividendi da dismissioni" (come di seguito definiti) distribuiti dopo l'assegnazione delle opzioni.
Presupposto di tale iniziativa è che la quota parte di dividendi riconducibile a operazioni straordinarie di dismissione di *asset* patrimoniali e/o finanziari (c.d. "dividendi da dismissioni") sia da configurare come una forma di restituzione agli azionisti di una quota del valore dell'Azienda, suscettibile come tale di determinare riflessi sull'andamento del titolo. Beneficiari di tale *bonus* sono quindi i destinatari dei piani di *stock option* che, per il fatto di trovarsi (per libera scelta ovvero per i vincoli posti dalle condizioni di esercizio o dai *vesting period*) a esercitare le opzioni loro assegnate in un momento successivo a quello dello stacco dei suddetti "dividendi da dismissioni", possano risultare penalizzati da tale situazione. Tale

bonus non è invece riconosciuto per la porzione di dividendi di altra natura, quali quelli riconducibili alla gestione corrente ovvero a rimborsi provenienti da provvedimenti regolatori. In concreto, a decorrere dal 2004 i destinatari dei piani di *stock option* hanno diritto a percepire, in sede di esercizio delle opzioni loro assegnate, una somma pari ai "dividendi da dismissioni" che risultino essere stati distribuiti da Enel dopo l'assegnazione delle opzioni e prima dell'esercizio delle stesse. Il *bonus* in questione viene corrisposto dalla società del Gruppo di appartenenza del destinatario e risulta assoggettato all'ordinaria imposizione fiscale, quale reddito da lavoro dipendente.
In base a tale disciplina, il Consiglio di Amministrazione ha finora determinato: (i) un *bonus* pari a 0,08 euro per opzione esercitata, in relazione al dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2003) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 giugno 2004; (ii) un *bonus* pari a 0,33 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 25 novembre 2004; (iii) un *bonus* pari a 0,02 euro per opzione esercitata, in relazione al saldo del dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 23 giugno 2005; (iv) un *bonus* pari a 0,19 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2005) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2005.

Si fa presente che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi al 31 dicembre 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)
Fair value alla data di assegnazione (euro)	0,17
Volatilità	21%
Scadenza opzioni	Dicembre 2014

(1) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di stock option 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di performance, è previsto che divenga effettivamente esercitabile un massimo di n. 9.623.735 opzioni.
(2) A seguito delle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in occasione dell'approvazione del bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio 2010, circa il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di stock option 2008, sono divenute effettivamente esercitabili n. 9.623.735 opzioni, pari al 120% del quantitativo base assegnato (n. 8.019.779 opzioni).

Piano di *restricted share units* 2008

Nel giugno 2008 l'Assemblea ordinaria di Enel ha dato avvio a un ulteriore strumento di incentivazione denominato Piano di *restricted share units* – legato anch'esso all'andamento dell'azione Enel – che si differenzia dai piani di *stock option* in quanto non comporta l'emissione di nuove azioni ed è quindi privo di effetti diluitivi sul capitale sociale. Tale strumento consiste nell'assegnazione ai destinatari di diritti che consentono di ricevere un controvalore in denaro pari al prodotto del numero delle *units* esercitate per il valore medio registrato dal titolo Enel nel mese precedente l'esercizio delle *units* stesse.

Destinatari

Il Piano di *restricted share units* è stato indirizzato alla generalità del *management* del Gruppo Enel (ivi inclusi i dirigenti già destinatari del Piano di *stock option* 2008, tra i quali figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale), a eccezione dei dirigenti della Divisione Infrastrutture e Reti per le motivazioni esposte nella descrizione del Piano di *stock option* 2008.
I destinatari sono stati ripartiti in differenti fasce ed il quantitativo base di *units* assegnate agli appartenenti a ciascuna di esse è stato determinato assumendo a riferimento il livello medio della retribuzione annua lorda prevista per la fascia di appartenenza di ciascun destinatario, nonché in funzione del prezzo registrato dal titolo Enel al momento iniziale dell'intero periodo coperto dal Piano (vale a dire al 2 gennaio 2008).

Condizioni di esercizio

Il diritto all'esercizio delle *units* – e alla conseguente realizzazione di un controvalore monetario – risulta subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, ad esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione *mortis causa*) specificamente disciplinate nell'apposito regolamento del Piano.
Per quanto concerne le condizioni di esercizio, è stato anzitutto individuato un obiettivo di carattere gestionale (c.d. "obiettivo cancello") – avente natura di condizione sospensiva vera e propria – rappresentato: (i) quanto al primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dall'EBITDA di Gruppo relativo al biennio 2008-2009, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento; e (ii) quanto al residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dall'EBITDA di Gruppo relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento.
In caso di raggiungimento del c.d. "obiettivo cancello", la determinazione del quantitativo di *units* effettivamente esercitabili da parte di ciascun destinatario avviene in funzione del raggiungimento di un obiettivo di *performance*, rappresentato:

> quanto al primo 50% del quantitativo base di units assegnate, dal confronto – in una logica di *total shareholders' return* e con riferimento all'arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2009 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana SpA, e quello di uno specifico indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) – sostituito dall'indice FTSE Italia All Share, a seguito di analoga sostituzione disposta da Borsa Italiana nel corso del 2009 – e del Bloomberg World Electric Index (rilevante per il 50%); e

> quanto al residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dal confronto – sempre in una logica di *total shareholders' return* e con riferimento al più ampio arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2010 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana SpA, e quello del menzionato indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) – sostituito nel corso del 2009 dall'indice FTSE Italia All Share, secondo quanto sopra indicato – e del Bloomberg World Electric Index (rilevante per il 50%);

e potrà variare – rispetto al quantitativo base di *units* assegnate – in aumento o in diminuzione, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120% sulla base di una specifica scala di *performance*.

In caso di mancato conseguimento del c.d. "obiettivo cancello" durante il biennio sopra indicato, è comunque prevista per la prima quota pari al 50% delle *units* assegnate una possibilità di recupero condizionata al raggiungimento del medesimo "obiettivo cancello" nel più ampio arco temporale del triennio di cui sopra. È altresì prevista la possibilità di equiparare il posizionamento dell'obiettivo di *performance* registrato nel biennio 2008-2009 a quello registrato dal medesimo obiettivo nel triennio 2008-2010, qualora il livello di *performance* del triennio risulti superiore a quello del biennio, con conseguente recupero del quantitativo delle *units* non divenute effettivamente esercitabili nel biennio a causa del peggiore posizionamento dell'obiettivo di *performance* e a condizione che il primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate non abbia formato ancora oggetto di esercizio.

Modalità di esercizio

Una volta verificato il conseguimento del c.d. "obiettivo cancello" nonché il livello di raggiungimento dell'obiettivo di *performance*, le *units* assegnate possono essere esercitate per una quota del 50% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione e per la residua quota del 50% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le *units* il termine ultimo di esercizio del sesto anno successivo a quello di assegnazione.

In ogni caso le *units* risultano in concreto esercitabili, durante ciascun anno, esclusivamente nel corso di quattro "finestre" temporali della durata di dieci giorni lavorativi ciascuna (da comunicarsi di volta in volta da parte di Enel) nel corso dei mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre.

Sviluppo del Piano di restricted share units 2008

Dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, è stato accertato quanto segue.

Per quanto riguarda il primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, si è accertato che nel corso del biennio 2008-2009 risulta essere stato conseguito il c.d. "obiettivo cancello" concernente il superamento dell'EBITDA di Gruppo e al contempo la *performance* dell'azione Enel è risultata leggermente superiore rispetto a quella dell'indice di riferimento, posizionandosi nella scala di *performance* a un livello tale da consentire l'esercitabilità di un numero di *units* pari al 100% di quelle originariamente assegnate.

Per quanto riguarda il residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, si è accertato che anche nel corso del triennio 2008-2010 risulta essere stato conseguito il c.d. "obiettivo cancello" concernente il superamento dell'EBITDA di Gruppo, mentre la *performance* dell'azione Enel è risultata ben superiore rispetto a quella dell'indice di riferimento,

posizionandosi nella scala di *performance* a un livello tale da consentire quindi l'esercitabilità di un numero di *units* pari al 120% di quelle originariamente assegnate.
Tenuto conto che il posizionamento dell'obiettivo di *performance* registrato nel triennio 2008-2010 è risultato pertanto superiore a quello registrato nel biennio 2008-2009, ne consegue la possibilità di recuperare il quantitativo di *units* non divenute effettivamente esercitabili nel biennio 2008-2009 a causa del peggiore posizionamento dell'obiettivo di performance in capo ai destinatari che non abbiano ancora esercitato il primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate prima dell'accertamento degli obiettivi riferiti al triennio 2008-2010.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano di *restricted share units* 2008.

Numero di RSU	Piano 2008
RSU esistenti al 31 dicembre 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 *restricted share units*	Dicembre 2014

Corporate Governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

Eezione 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 ad 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 con le 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 ed 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 che in quelle straordinarie. Alla fine dell'esercizio 2011 (ed ancora alla data della presente relazione) il capitale sociale di Enel ammontava ad euro 9.403.357.795, suddiviso in altrettante 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 dalla Borsa Italiana.

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 ed alle altre informazioni a disposizione, alla data della presente relazione nessun soggetto – ad 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

---

([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

dell'esistenza di patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza aventi ad oggetto le azioni della Società. Si segnala che alla fine del 2011 anche Natixis S.A., 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:

> 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;

> 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;
> 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;
> 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 ad 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, ogniqualvolta ciò sia sufficiente ad assicurare la tutela dei predetti interessi pubblici. Decorso il termine di 15 giorni dalla notifica senza che il Presidente del Consiglio dei Ministri abbia adottato alcun provvedimento, le delibere, atti od operazioni sopra indicati acquistano efficacia.
È inoltre previsto che l'acquisto, a qualsiasi titolo, da parte di un soggetto esterno all'Unione Europea, di partecipazioni di controllo in società che detengono gli attivi individuati come strategici debba essere notificato entro 10 giorni alla Presidenza del Consiglio dei Ministri (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 ad 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 ed al diritto di voto, descritta nel paragrafo che precede.

Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismi di esercizio dei diritti di voto

Il Testo Unico della Finanza prevede regole specifiche in materia di deleghe di voto, che derogano in parte per le società con azioni quotate rispetto a quanto disposto al riguardo dal codice civile e che risultano essere state significativamente modificate a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della Direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) 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 ad 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 ad 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.DI.G.E. – Associazione Azionisti Dipendenti Gruppo Enel, che risulta in possesso dei requisiti individuati dal Testo Unico della Finanza ed 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 ad 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 ad 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 ed 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 ad 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 S.A. nell'ambito dell'offerta pubblica di acquisto sull'intero capitale di tale società effettuata da parte di Enel, della controllata Enel Energy Europe S.r.l. e delle società spagnole Acciona S.A. e Finanzas Dos S.A. (quest'ultima controllata a sua volta da Acciona S.A.), Enel e la controllata Enel Finance International S.A. (successivamente incorporata in Enel Finance International N.V.) hanno stipulato un *syndacated term and guarantee facility agreement* (nel prosieguo, per brevità, il "*Credit Agreement*") con un *pool* di banche per un importo complessivo di 35 miliardi di euro. Nel mese di aprile 2009 Enel ed Enel Finance International hanno negoziato con un *pool* di 12 banche una estensione del *Credit Agreement* per un importo di ulteriori 8 miliardi di euro ed 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 S.r.l. del 25,01% del capitale di Endesa S.A. posseduto da Acciona S.A. e Finanzas Dos S.A.. 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 S.r.l. del 25,01% del capitale di Endesa S.A. posseduto da Acciona S.A. e Finanzas Dos S.A., 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 ad 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 S.A. (successivamente incorporata in Enel Finance International N.V.) 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 ad 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 ad 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 ad 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.

Ad 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 ad Enel Distribuzione SpA.

F) Il finanziamento Cassa Depositi e Prestiti ad Enel Distribuzione

Nel mese di aprile 2009 la medesima Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la Cassa Depositi e Prestiti SpA (nel prosieguo, per brevità, "CDP") un contratto quadro di finanziamento per un importo di 800 milioni di euro, avente scadenza nel mese di dicembre 2028 e finalizzato anch'esso a sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di proprietà di tale controllata. Nel corso del 2011 sono state stipulate tra le parti due estensioni del contratto quadro di finanziamento, per complessivi 540 milioni di euro.
Anche a tale accordo accede un contratto di garanzia stipulato tra CDP ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante del finanziamento sopra indicato, ha l'obbligo di informare CDP (i) di ogni modificazione della composizione del capitale di Enel Distribuzione SpA che possa comportare la perdita del controllo di tale società, nonché (ii) di un eventuale rilevante deterioramento della situazione ovvero delle prospettive patrimoniali, economiche, finanziarie od operative della stessa Enel Distribuzione SpA e/o di Enel. Il verificarsi di una di tali fattispecie può comportare l'obbligo per Enel Distribuzione SpA di restituire immediatamente a CDP il finanziamento ricevuto.

Indennità degli amministratori in caso di scioglimento anticipato del rapporto, anche a seguito di un'offerta pubblica di acquisto

Il trattamento economico 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 della 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 ed, 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 ed alla revoca dei componenti il consiglio di amministrazione ed il collegio sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità, (ii) all'approvazione del bilancio ed alla destinazione degli utili, (iii) all'acquisto ed 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 ad 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 ed 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 ed opera in modo da garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni.

In particolare, il consiglio di amministrazione, in base a quanto stabilito dalla legge ed 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 ed 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, ad 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, consuntivata su base trimestrale in un'apposita relazione. In particolare, per quanto concerne tutte le operazioni di maggior rilievo compiute nell'ambito dei propri poteri (ivi incluse eventuali operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate, la cui approvazione non sia riservata al consiglio di amministrazione), l'amministratore delegato riferisce al consiglio circa (i) le caratteristiche delle operazioni medesime, (ii) i soggetti coinvolti e la loro eventuale correlazione con società del Gruppo, (iii) le modalità di determinazione dei corrispettivi previsti e (iv) i relativi effetti economici e patrimoniali;

> 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 modifiche dell'assetto organizzativo generale proposte dall'amministratore delegato;

> definisce la struttura societaria del Gruppo, verificandone l'adeguatezza;

> esamina ed 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 ed 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 ed 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 ed 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. Ad 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 ed 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, ed 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 "scorrimento" all'interno delle liste cui è previsto il ricorso qualora, ad 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 della 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 della 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 ed 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. Ad 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 ed 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 ad 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 la 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 ad 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 ed 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 ed 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 della 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:

> società con azioni quotate in mercati regolamentati, anche esteri;
> 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;
> 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 - che 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 ed 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 ed 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 ed autorità, d'intesa ed 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 ed i processi decisionali adottati; (iii) la composizione ed 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 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 ad 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 ed 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 ad 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 ed 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 specifiche competenze nelle discussioni consiliari, in modo da favorire un esame degli argomenti in discussione secondo prospettive diverse ed una conseguente assunzione di deliberazioni meditate, consapevoli ed 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 ed 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, ed 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 dell'Enel per più di nove anni negli ultimi dodici.
Inoltre, il consiglio di amministrazione ha confermato la validità di specifici parametri quantitativi – adottati per la prima volta in occasione della valutazione di indipendenza effettuata nel mese di febbraio 2010 – applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale che possono intercorrere, direttamente o indirettamente, tra gli amministratori e la Società; il superamento di tali parametri (indicati nella Tabella 1 riportata in allegato alla presente relazione, unitamente alle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza) dovrebbe precludere in linea di principio, salva la ricorrenza di specifiche circostanze da valutare in concreto, la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice stesso in capo all'amministratore non esecutivo cui trovano applicazione. Si evidenzia in proposito che, in occasione 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 Codice 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 che per competenze) di

amministratori qualificabili come indipendenti secondo l'accezione sopra indicata – il cui ruolo assume rilevanza sia all'interno del consiglio di amministrazione che 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 ad uno scambio di valutazioni sulle modalità di funzionamento del consiglio di amministrazione ed 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 ed un comitato per il controllo interno, dotati di funzioni consultive e propositive ed 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 ed 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 ed 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 ed 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 ad 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 ed 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 ed 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 adeguati, sviluppandone il senso di appartenenza ed 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 consiglio 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 ad elaborare i contenuti del piano di incentivazione a lungo termine relativo all'esercizio 2011 e ad 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 ed 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, ed 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 ed 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 ed 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 il 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 ad 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) ed 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 ed 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 (ed 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 indicati 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 ed adeguati. Tale comitato ha altresì la facoltà di richiedere informazioni e formulare osservazioni all'amministratore delegato ed 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 ad 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 ad 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 ad esprimere parere favorevole in merito alla proposta formulata dal comitato per le remunerazioni circa il trattamento normativo e retributivo da riconoscere al presidente ed 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 ed 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 ed 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 ad 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 ed il trattamento delle informazioni riservate e per la comunicazione all'esterno di documenti ed informazioni concernenti la Società ed 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 ed 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 ed 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 – ed 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, ed 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 della 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 ed 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 ed 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 ed 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 ed il collegio sindacale sono chiamati ad 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 ed aprile, da parte del sostituto magistrato delegato Igina Maio, ed 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 ed 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 ed alle scritture contabili.
Il medesimo dirigente, unitamente all'amministratore delegato, attesta inoltre con apposita relazione in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato ed 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 della Comunità 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 ed 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 ed 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 ad una descrizione dei principali rischi ed incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio e ad 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 ed alle direttive ed 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, ad esempio, ai tassi di interesse, ai tassi di cambio ed al rischio *commodities*);

> l'*internal auditing*, demandato all'apposita funzione "*Audit*" della Società e finalizzato essenzialmente alla identificazione ed 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 che 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 che 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 practices* esistenti in ambito nazionale ed 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 ed alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, verificando quindi la compatibilità di tali rischi con una sana e corretta 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 il 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 ed 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, ed 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 ad 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 ed 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 che 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 owners* 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;
> la 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 gestione 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) che 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 informatici 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 prosieguo 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 ed 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) che 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 potessero compromettere il raggiungimento degli obiettivi di controllo (ad 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 ad 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 che 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* che 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 ed 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 sia di carattere generale che specifico, volti a ridurre ad 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 che 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 delle 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 ed 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 Servicos S.A. (società brasiliana); 2) Chilectra S.A. (società cilena); 3) Compania Distribuidora y Comercializadora de Energia S.A. (società colombiana); 4) Companhia Energetica do Cearà S.A. (società brasiliana); 5) Edegel S.A. (società peruviana); 6) Emgesa S.A. ESP (società colombiana); 7) Empresa de Distribuciòn Electrica de Lima Norte S.A.A. (società peruviana); 8) Empresa Distribuidora Sur S.A. (società argentina); 9) Empresa Nacional de Electricidad - Endesa Chile S.A. (società cilena); 10) Endesa Brasil S.A. (società brasiliana); 11) Endesa Capital Finance L.L.C. (società statunitense); 12) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense); 13) Enersis S.A. (società cilena); 14) Enel OGK-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 svolgimento 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 ad 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 che 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 ad informare tempestivamente gli altri sindaci ed 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 ed 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 od inusuali, per tali intendendosi quelle che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (i.e. prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine alla correttezza/completezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza di Enel;
> operazioni il cui controvalore sia superiore a 25 milioni di euro, fatta eccezione per quelle escluse dall'ambito di applicazione della procedura (su cui ci soffermerà poco oltre).

Analogamente a quanto sopra osservato con riferimento alle operazioni di "minore rilevanza" compiute direttamente da parte di Enel, anche per le operazioni effettuate per il tramite di società controllate è previsto che, qualora il consiglio di amministrazione della Società ovvero l'organo delegato competente in base 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:

> le deliberazioni assembleari con le quali vengono fissati i compensi spettanti alla generalità dei componenti il consiglio di amministrazione ed ai sindaci;
> le operazioni di "importo esiguo", come individuate dalla procedura stessa;
> 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;

> 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;
> le operazioni ordinarie che siano concluse a condizioni equivalenti a quelle di mercato o *standard*;
> le operazioni con o tra società controllate, anche congiuntamente, da Enel nonché le operazioni con società collegate ad Enel, a condizione che nelle società controllate o collegate controparti dell'operazione non vi siano interessi significativi (come individuati nell'ambito della procedura) di altre parti correlate di Enel.

Una procedura semplificata è infine prevista nei casi di urgenza per l'approvazione delle operazioni con parti correlate che non risultino di competenza assembleare, ferma in ogni caso la previsione di un voto non vincolante su tali operazioni espresso a posteriori da parte della prima assemblea ordinaria utile della Società.

Trattamento delle informazioni societarie

Fin dal febbraio del 2000 il consiglio di amministrazione ha approvato un apposito regolamento (integrato nel mese di marzo 2006 e, da ultimo, modificato ed aggiornato nel mese di settembre 2011) per la gestione interna ed il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti ed informazioni concernenti la Società ed il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate. Gli amministratori ed i sindaci sono tenuti a rispettare le previsioni contenute in tale regolamento ed 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 ed 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 ed altri mezzi di comunicazione di massa (ovvero con analisti finanziari ed 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 ad istituire (ed a tenere 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 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 ad oggetto azioni della Società e strumenti finanziari ad esse collegati compiute dai maggiori azionisti, da esponenti aziendali e da persone ad 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 ad oggetto azioni Enel, nonché delle controllate Endesa S.A. ed Enel Green Power SpA ovvero strumenti finanziari ad 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 ed i sindaci effettivi di Enel, gli amministratori della controllata Endesa S.A. nonché ulteriori 28 posizioni dirigenziali individuate in Enel ed in Endesa S.A. in base alla normativa di riferimento, in quanto aventi regolare accesso ad 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 *governance* 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 ad un proprio specifico interesse – oltre che ad 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 ad 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 reperite sia informazioni di carattere economico-finanziario (bilanci, relazioni semestrali e trimestrali, presentazioni alla comunità finanziaria, stime degli analisti e andamento delle contrattazioni di Borsa concernenti gli strumenti finanziari emessi dalla Società), sia dati e documenti aggiornati di interesse per la generalità degli azionisti (comunicati stampa, composizione degli organi sociali dell'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 ed 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 ed 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 ed 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 ed alla revoca dei componenti il consiglio di amministrazione ed il collegio sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità, (ii) all'approvazione del bilancio ed alla destinazione degli utili, (iii)

all'acquisto ed 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 ed 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; ad 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 ad un rappresentante designato dalla Società una delega con istruzioni di voto su tutte od 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 ed 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 ed integrato nel 2010), i cui contenuti sono allineati ai modelli elaborati da alcune associazioni di categoria (Assonime ed 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 *stakeholders* quanto dalla buona reputazione del Gruppo stesso (sia nei rapporti interni che verso l'esterno), hanno ispirato la stesura del codice etico di Gruppo, approvato dal consiglio di amministrazione della Società nel marzo 2002 ed 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 ed uniformando i comportamenti aziendali su *standard* improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholders*. In particolare, il codice etico si articola in:

> principi generali nelle relazioni con gli *stakeholders*, 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 *stakeholders*, 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 ed 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 ed 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 segnalano (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 ed 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 ed il funzionamento del modello, i compiti dell'organo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso ed 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 sicurezza sul lavoro, i reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, i delitti informatici ed 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 ed 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 che 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" ed 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 ed all'amministratore delegato nonché, con cadenza periodica, al comitato per il controllo interno ed 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) ed 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 ed 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 F.C.

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 S.a.p.a. 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 ed all'estero, fino a rivestire tra il 1989 ed 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 ed il 1996) con responsabilità sulla ristrutturazione finanziaria del Gruppo. Direttore generale e *chief financial officer* delle Ferrovie dello Stato tra il 1996 ed 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 ed 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* dell'Enel. Amministratore delegato e direttore generale dell'Enel dal maggio 2005, attualmente ricopre anche l'incarico di consigliere di amministrazione di Barclays plc e di AON Corporation. E' 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 ed all'estero, fino a rivestire tra il 1992 ed il 1999 il ruolo di *country manager* per l'Italia. Sempre nell'ambito del gruppo Boehringer Ingelheim ha quindi rivestito dal 2000 al 2008 la carica di amministratore delegato di Pharma Marketing e Vendite (che svolge le proprie attività a livello mondiale), cumulando a decorrere dal 2004 anche il ruolo di presidente (CEO) del relativo comitato esecutivo. Nel 2009 ha lasciato il Gruppo Boehringer Ingelheim per svolgere attività di consulenza in campo farmaceutico. Ufficiale della Repubblica Italiana, ha ricoperto incarichi in 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 ed italiana delle industrie farmaceutiche dei prodotti da banco), la presenza nel consiglio direttivo di Federchimica e nella giunta di Farmindustria, nonché nel G10 presso la Commissione Europea a Bruxelles.
Consigliere di amministrazione dell'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* co-responsabile 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 ed 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 ed 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 dell'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 A.S. 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 del "*Baseball World Cup* 2009", è stato anche vicepresidente della *European Rugby League*. È stato più volte membro del Consiglio Superiore delle Comunicazioni presso il Ministero delle Comunicazioni e consulente dell'AGCOM, con la quale ha collaborato a predisporre il piano di ripartizione delle frequenze per il digitale terrestre. Ha rivestito e riveste incarichi di rilievo all'interno del sistema Confindustria, è consigliere delegato di Assoimmobiliare, è membro del comitato direttivo dell'associazione "S.O.S. – il Telefono Azzurro onlus" e della "Fondazione San Matteo" per la promozione della dottrina sociale della Chiesa Cattolica e la realizzazione di opere umanitarie nei paesi in via di sviluppo.
Docente in materie relative al settore della comunicazione presso le Università di Catania (dal 1999 al 2002) e di "Roma Tre", dove attualmente insegna Sociologia della Comunicazione, collabora inoltre con altre facoltà universitarie di scienze della comunicazione e con varie testate giornalistiche come esperto di comunicazione e di *marketing* ed è autore di numerose pubblicazioni in materia. Attualmente è consigliere di amministrazione di Sipra.
Già consigliere di amministrazione dell'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 ed 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 dell'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 funzionario presso il Ministero dell'Economia e del Commercio spagnolo, ricoprendo quindi incarichi di prestigio presso istituzioni spagnole e comunitarie. In particolare, in Spagna dal 1986 al 1991 ha ricoperto il ruolo di Vice Ministro degli Affari Esteri con la responsabilità dei rapporti con la Comunità Europea, dal 1991 al 1993 è stato quindi Ministro dell'Agricoltura, dell'Alimentazione e della Pesca, mentre dal 1993 al 1996 e dal 2004 al 2009 è stato Ministro degli Affari Economici e Finanziari. In ambito comunitario ha rivestito dal 1999 al 2004 la carica di Commissario degli Affari Economici e Monetari. Membro del Parlamento spagnolo nel 1996 e nel 2007, ha lasciato l'incarico di parlamentare nel 2009.

E' 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 hispano-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 Espana.

Riveste la carica di consigliere di amministrazione dell'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 a 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 dell'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 dell'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'Università "Bocconi" di Milano. Dottore commercialista e revisore contabile – riconosciuto in tale ultima qualità anche dal *Department of Trade and Industry* del Regno Unito – ha maturato una vasta esperienza nell'ambito del *network* PricewaterhouseCoopers quale revisore di rilevanti società quotate italiane (tra cui Fiat, Telecom Italia e Sanpaolo IMI). Presidente di PricewaterhouseCoopers SpA dal 1997, per motivi statutari (raggiunti limiti di età) è uscito dalla compagine azionaria di tale società e cessato dalla carica di presidente dal mese di luglio 2007. E' 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 dell'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 revisore contabile, risulta autore di svariate pubblicazioni. Nel 1967 è entrato nella Ragioneria Generale dello Stato ed 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 dell'Enel dal 2004, ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in diversi enti, organismi, società ed 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 ed 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 dell'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 Remunera-zioni		Comitato Parti Correlate		Comitato *Corporate Governance*		*Eventuale* Comitato Esecutivo
Carica	**Componenti**	**In carica dal**	**In carica fino al**	**Lista (M/m) (*)**	**Esec.**	**Non Esec.**	**Indip. da C.A. (*****)**	**Indip. da T.U.F. (******)**	**(****) (%)**	**Numero di altri incarichi (**)**	**(***)**	**(****)**	**(***)**	**(****)**	**(***)**	**(****)**	**(***)**	**(****)**	
Presidente	Colombo Paolo Andrea	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%	Non esistente
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.			Non esistente
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 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 Espana S.A..

*** 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 (ad esempio attraverso società controllate o delle quali sia esponente di rilievo, ovvero in qualità di *partner* di uno studio professionale o di una società di consulenza), ha, o ha avuto nell'esercizio precedente, una significativa relazione commerciale, finanziaria o professionale:

- con l'emittente, con una sua controllata, o con alcuno dei relativi esponenti di rilievo;
- con un soggetto che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente, ovvero – trattandosi di società o ente – con i relativi esponenti di rilievo;

ovvero è, o è stato nei precedenti tre esercizi, lavoratore dipendente di uno dei predetti soggetti;

A tale riguardo il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2010, ha individuato i seguenti parametri quantitativi applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale da ultimo indicati:

- rapporti di natura commerciale o finanziaria: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili alla stessa tipologia di rapporti contrattuali;
- prestazioni professionali: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 2,5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili ad incarichi di natura similare;

Il superamento di tali parametri dovrebbe precludere in linea di principio – salva la ricorrenza di specifiche circostanze, da valutare in concreto – la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina in capo all'Amministratore non esecutivo cui trovano applicazione;

d) se riceve, o ha ricevuto nei precedenti tre esercizi, dall'emittente o da una società controllata o controllante, una significativa remunerazione aggiuntiva rispetto all'emolumento "fisso" di amministratore non esecutivo dell'emittente, 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 cod. civ. (vale a dire in stato di interdizione, inabilitazione, fallimento, o che abbiano subito una condanna ad una pena che comporta l'interdizione, anche temporanea, dai pubblici uffici o l'incapacità ad 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.

---

(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 ed i dirigenti con responsabilità strategiche della società o dell'ente considerato.

(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 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	-	-

Q*uorum* 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.

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		

* 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 "*Audit*" della Società		
Investor relations			
La società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X		
Unità organizzativa e riferimenti del responsabile *investor relations*	Rapporti con investitori istituzionali: *Investor Relations* – Viale Regina Margherita, 137 – 00198 Roma – tel. 06/83057975 – fax 06/83053771 – e-mail: investor.relations@enel.com Rapporti con azionisti individuali: Segreteria Societaria – Viale Regina Margherita, 137 – 00198 Roma – tel. 06/83054000 – fax 06/83055028 – e-mail: azionisti.retail@enel.com		

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

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel 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 princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 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	Luigi Ferraris
Amministratore Delegato di Enel SpA	Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

Allegati

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'articolo 126 della Deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 31 dicembre 2011, a norma dell'art. 2359 cod. civ., nonché delle altre partecipazioni rilevanti.
Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.
Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale sociale, la valuta in cui è espresso, l'attività, il metodo di consolidamento, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% 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	50,00%	69,17%
							Hydro Development Group Inc	50,00%	
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 Salvadorenos 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 Salvadorenos Y Compania 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	53,06%	30,70%
							Inmobiliaria Manso De Velasco Ltda	25,82%	
Aguilon 20 SA	Zaragoza	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, Crete	Grecia	955.600,00	EUR	Costruzione ed 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%
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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% possesso del Gruppo
Ampla Energía 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 Latinoamerica 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 Latinoamerica SA	7,70%	
							Endesa Brasil SA	46,89%	
							Chilectra SA	10,34%	
Andaluza De Energia Solar Primera SL	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energias Especiales De Andalucía SL	76,00%	50,60%
Andaluza De Energia Solar Quinta SL	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energias Especiales De Andalucía SL	75,00%	49,93%
Andaluza De Energia Solar Tercera SL	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energias 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%
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846,33	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Aplicaçoes Hidroelectricas 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 Energias 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%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	Spagna	19.232.400,00	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Generación SA	85,41%	78,63%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
Aysèn Transmisiòn 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 Energias 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	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	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-Gestao 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	RON	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Romania Srl (Già Blu Line Impex Srl)	100,00%	69,17%
Boiro Energia 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%
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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	24,08%	69,17%
							Bp Hydro Associates	75,92%	
Bypass Limited	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	El Dorado Hydro	1,00%	69,17%
							Chi West Inc	29,65%	
							Northwest Hydro Inc	69,35%	
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 ProjectLLC	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 Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Fornitura di combustibili	Proporzionale	Endesa Generación Portugal SA	0,01%	46,03%
							Endesa Generación SA	49,99%	
Carvemagere - Manutençao E Energias Renováveis Lda	Barcelos	Portogallo	84.700,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	65,00%	50,91%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	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%
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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	12.284.740.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Endesa Eco SA	75,00%	25,10%
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-Sierra SL	Siviglia	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%
							Nuclenor SA	0,69%	
Centrum Pre Vedu a Vyskum Sro	Mochovce	Slovacchia	6.639,00	EUR	Attività di ricerca e sviluppo nel settore scientifico e dell'ingegneria	Integrale	Slovenskè Elektrárne AS	100,00%	66,00%
Chepei Desarollo Solar L	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Chi Acquisitions Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	69,17%
Chi Black River Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	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	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	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	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	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	69,17%
Chi S F LP	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	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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Chilectra SA	Santiago	Cile	36.792.868.194,00	CLP	*Holding* di partecipazioni. Distribuzione di eneergia elettrica	Integrale	Enersis SA	99,08%	55,30%
							Inmobiliaria Manso De Velasco Ltda	0,01%	
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*	Slovenskè 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	12,47%	36,67%
							Endesa Latinoamerica SA	26,66%	
							Chilectra SA	9,35%	
Cogeneración El Salto SL	Zaragoza	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 Lipsa 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	Cádiz	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	*Equity*	Suministradora Eléctrica De Cádiz 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	2,27%	32,96%
							Investluz SA	56,59%	
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%
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	S. 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%	

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Companhia Térmica Tagol Lda	Algés	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	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 Eólica 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 ed 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%
Conexion Energetica 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	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	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	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	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	80,00%	55,34%
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	Cádiz	Spagna	200.000,00	EUR	Impianti eolici	Proporzionale	Enel Green Power España SL (Già Endesa Cogeneración Y Renovables SA)	50,00%	39,16%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	30,00%	78,42%
							Enel.Si - Servizi Integrati Srl	70,00%	
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	50,00%	69,17%
							Enel Green Power North America Inc	50,00%	
Corporación Eólica De Zaragoza SL	Zaragoza	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-Gestao De Projectos Energéticos SA	100,00%	78,33%
Depuracion Destilacion 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%
Desarollo 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	55,00%	92,06%
							Hidroeléctrica De Catalunya SL	45,00%	
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	27,19%	28,42%
							Empresa Nacional De Electricidad SA	0,89%	
							Chilectra SA	23,42%	
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	69,17%
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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Rio de Janeiro	Brasile	13.509.360,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eolico Curva Dos Ventos Ltda	1,00%	69,17%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Jeotermal Enerji Yatirimlari 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 Eolica Sa	Rio de Janeiro	Brasile	13.067.280,00	BRL	Produzione di energia da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eolico Curva Dos Ventos Ltda	1,00%	69,17%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Rio de Janeiro	Brasile	14.520.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eolico Curva Dos Ventos Ltda	1,00%	69,17%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólica Sa	Rio de Janeiro	Brasile	13.998.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eolico Curva Dos Ventos Ltda	1,00%	69,17%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Rio de Janeiro	Brasile	8.972.400,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eolico Curva Dos Ventos Ltda	1,00%	69,17%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Energiaki Polymyloy Sa	Atene	Grecia	45.553.352,00	EUR	Production of electricity from renewable sources	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	29,40%	20,91%
							Generandes Perú SA	54,20%	
Eed - Empreendimentos Eólicos Do Douro SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge-Gestao 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	82,50%	69,17%
							Northwest Hydro Inc	17,50%	
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	20.242,26	EUR	Produzione di energia elettrica	*Equity*	Enel SpA	4,31%	42,05%
							Endesa Generación SA	40,99%	
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	Proporzionale	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	45,99%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Electrica Cabo Blanco SA (già Empresa Electrica Cabo Blanco SA)	Lima	Perù	46.508.170,00	PEN	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Endesa Latinoamerica SA	80,00%	92,06%
							Generalima SA	20,00%	
Electricidad De Puerto Real SA	Cádiz	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	Cádiz	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 Latinoamerica SA	21,60%	28,88%
							Empresa Nacional De Electricidad SA	26,88%	
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-Gestao 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-Gestao 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-Gestao De Projectos Energéticos SA	80,00%	62,66%
Empreendimientos Eolicos 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%
Empreendimientos Eolicos Da Espiga Sa	Caminha	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale Do Minho SA	100,00%	29,37%
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	24,00%	48,68%
							Inversiones Distrilima SA	51,68%	
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	1,25%	33,47%
							Empresa Nacional De Electricidad SA	98,75%	

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	Distrilec Inversora SA	56,36%	42,22%
							Enersis SA	16,02%	
							Endesa Latinoamerica SA	6,22%	
							Chilectra SA	20,85%	
Empresa Electrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	14.053.147,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Latin America (Chile) Ltda	99,99%	69,17%
							Energia Alerce Ltda	0,01%	
Empresa Electrica Puyehue SA	Santiago	Cile	11.169.752.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Latin America (Chile) Ltda	99,90%	69,17%
							Energia 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 Electrica Cabo Blanco SA)	60,00%	88,84%
							Generalima SA	36,50%	
Empresa Eléctrica Pangue 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 Latinoamerica 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 (Chile) 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 Latinoamerica 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%	

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 Latinoamerica 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	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 Latinoamerica SA	55,00%	65,70%
							Endesa Argentina SA	45,00%	
Endesa Comercializaçao De Energia SA	Porto	Portogallo	250.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	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	Barcellona	Spagna	1.204.540.060,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Eco SA	Santiago	Cile	681.850.000,00	CLP	Studi e progetti nel campo delle fonti rinnovabili	Integrale	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	Zaragoza	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%

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-Gestao 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 Latinoamerica SA	Madrid	Spagna	1.500.000.000,00	EUR	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa North América Inc	New York (New York)	USA	1	USD	Ufficio di rappresentanza	Integrale	Endesa Desarrollo SL	100,00%	92,06%
Endesa Operaciones Y Servicios Comerciales SL	Barcellona	Spagna	10.138.580,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	2	GBP	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Red SA	Barcellona	Spagna	714.985.850,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa SA	Madrid	Spagna	1.270.502.540,40	EUR	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	
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 Josè	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 SA	Costanza	Romania	280.285.560,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Muntenia SA (Già Electrica Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	271.635.250,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Distribuzione SpA	Roma	Italia	2.600.000.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039,00	EUR	Vendita di gas e di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA (Già Electrica Furnizare Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	37.004.350,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	140.000.000,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Energy Europe SL	Madrid	Spagna	500.000.000,00	EUR	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Esn Energo LLC	San Pietroburgo	Federazione Russa	2.700.000,00	RUB	Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Esn Management BV	100,00%	75,00%
Enel Esn Management BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Enel Produzione SpA	75,00%	75,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Olanda	1.478.810.370,00	EUR	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da 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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Cristal Eolica 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 Eolico 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%	
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 Eolica 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%
							Endesa Brasil SA	40,00%	
Enel Green Power Modelo II Eolica 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%
							Endesa Brasil SA	40,00%	
Enel Green Power North America Inc	Wilmington (Delaware)	USA	50	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	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 Perù SA	Lima	Perù	1.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	99,90%	69,17%
							Energia 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 Eolico 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 Eolica 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 Eolico 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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
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 (Chile) Ltda	Santiago	Cile	20.455.970.775,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydromac Energy BV	0,01%	69,17%
							Energia Alerce Ltda	99,99%	
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 OGK-5 OJSC (Già OGK-5 OJSC)	Ekaterinburg	Federazione Russa	35.371.898.370,00	RUB	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	56,43%	56,43%
Enel Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000,00	USD	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	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 Servicii 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 Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Distributie Banat SA	50,00%	51,00%
							Enel Distributie Dobrogea SA	50,00%	

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
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 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	50,00%	96,03%
							Enel Investment Holding BV	50,00%	
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	99,99%	69,17%
							Enel Green Power International BV	0,01%	
Enelpower Spa	Milano	Italia	2.000.000,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Eneop-Eólicas de Portugal SA	Lisbona	Portogallo	5.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	17,98%	28,17%
							Tp - Sociedade Térmica Portuguesa SA	17,98%	
Enercor - Produção De Energia ACE	Montijo	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Tp - Sociedade Térmica Portuguesa SA	70,00%	54,83%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enercampo - Produçao De Energia Lda	Porto	Portogallo	249.400,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	100,00%	78,33%
Energex Co	Isole Cayman	Isole Cayman	10.000,00	USD	*Holding* di partecipazioni	Proporzionale	Gas Atacama Chile SA	100,00%	16,74%
Energia Alerce Ltda	Santiago	Cile	1.360.670,00	CLP	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Hydromac Energy BV	99,90%	69,17%
							Enel Green Power International BV	0,10%	
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 Mexico (Enermex) SA De Cv	Città Del Messico	Messico	50.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	68,48%
Energia Global Operaciones SA	San Josè	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel De Costa Rica SA	100,00%	69,17%
Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl De Cv	Città Del Messico	Messico	5.339.650,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Guatemala SA	0,01%	69,17%
							Enel Green Power International BV	99,99%	
Energia Nueva de Iggu Srl de CV	Città del Messico	Messico	3.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl De Cv	0,10%	69,17%
							Impulsora Nacional De Electricidad Srl De Cv	99,90%	
Energias 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%
Energias 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%
Energias 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%
Energias 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%
Energias 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%
Energias 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%
Energias 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%
Energias 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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Energias 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%
Energias 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%
Energie Electrique De Tahaddart SA	Tangeri	Marocco	750.400.000,00	MAD	Impianti di produzione a ciclo combinato	Proporzionale	Endesa Generación SA	32,00%	29,46%
Energosluzby AS (In Liquidazione)	Trnava	Slovacchia	33.194,00	EUR	Prestazione di servizi alle imprese	-	Slovenskè Elektrárne AS	100,00%	66,00%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	2.191.200,00	EUR	Gestione della rete in fibra ottica	-	Slovenskè Elektrárne AS	16,67%	11,00%
Energética De Rosselló AIE	Barcellona	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	Bio-masse	*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	Zaragoza	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	Zaragoza	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	Barcellona	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	Bio-masse	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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enerlive Srl	Cosenza	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	41,50%
Enerlousado Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Impianti di produzione a ciclo combinato	Integrale	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	50,00%	78,33%
							Tp - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00%	
Enersis SA	Santiago	Cile	2.824.882.830.000,00	CLP	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Latinoamerica SA	60,62%	55,81%
Enerviz - Produçao De Energia De Vizela Lda	Porto	Portogallo	673.380,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	100,00%	78,33%
Ensafeca 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-Gestao De Projectos Energéticos SA	75,00%	58,74%
Eolcinf - Produçao De Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
Eolflor - Produçao De Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
Epresa Energ?a SA	Cádiz	Spagna	1.600.000,00	EUR	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Electricidad De Puerto Real SA	100,00%	46,03%
Ercasa Cogeneración SA	Zaragoza	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	Zaragoza	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%
Eurohueco 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	Zaragoza	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%

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	Zaragoza	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	Zaragoza	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	Zaragoza	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	Asturias	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 - Generaçao E Comercializaçao 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	Zaragoza	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%
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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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-Gestao 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 Eolica 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-Gestao 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	Barcellona	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%
							Inversiones Endesa Norte SA	0,05%	
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	291.484.088,00	USD	*Holding* di partecipazioni	Proporzionale	Inversiones Gasatacama Holding Ltda	100,00%	16,74%
Gas Extremadura Transportista SL	Badajoz	Spagna	5.000.000,00	EUR	Trasporto e stoccaggio di gas	Proporzionale	Endesa Gas SAU	40,00%	36,82%
Gas Y Electricidad Generación SAU	Palma De Mallorca	Spagna	213.775.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Gasificadora Regional Canaria SA	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	238.320,00	EUR	Distribuzione di gas	Integrale	Endesa Gas SAU	72,00%	66,28%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124,00	USD	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Gas Atacama SA	57,23%	16,74%
							Inversiones Endesa Norte SA	0,03%	
							Energex Co	42,71%	
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	16,74%
Gasoducto Taltal SA	Santiago	Cile	17.141.400.000,00	CLP	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Gasoducto Atacama Argentina SA	0,12%	16,74%
							Gas Atacama Chile SA	99,88%	

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	Willison (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	Willison (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	1,00%	69,17%
							Enel Green Power International BV	99,00%	
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Guatemala SA	0,01%	69,17%
							Enel Green Power International BV	99,99%	
Generalima SA	Lima	Perù	146.534.335,00	PEN	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Endesa Latinoamerica 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 (Chile) 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%
Glafkos 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 del impianto di produzione El Hierro	*Equity*	Unión Eléctrica De Canarias Generación SAU	30,00%	27,62%
Green Fuel Corporacion 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)	24,24%	30,93%
							Endesa Generación SA	12,97%	
Grupo Egi SA De Cv	San Salvador	El Salvador	3.448.800,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	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%
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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 Pacifico 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 Ourol 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	Zaragoza	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	59,00%	21,88%
							Empresa Nacional De Electricidad SA	2,48%	
							Endesa Argentina SA	6,19%	
Hidroflamicell SL	Barcellona	Spagna	78.120,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica De Catalunya SL	75,00%	69,05%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	Argentina	55.312.093,00	ARS	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional De Electricidad SA	41,94%	32,17%
							Endesa Argentina SA	54,16%	
Hidromondego - Hidroelectrica do Mondego Lda	Lisbona	Portogallo	3.000,00	EUR	attività nel settore idroelettrico	Integrale	Endesa Generación Portugal SA	10,00%	92,05%
							Endesa Generación SA	90,00%	
Hidroribeira - Emp Hidricos E Eólicos Lda	Paço De Arcos	Portogallo	7.481,96	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	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%
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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Hydro Energies Corporation	Willison (Vermont)	USA	5.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	69,17%
Hydro Finance Holding Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	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 Scrl	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 ad esso connessi	Proporzionale	Endesa Generación SA	40,00%	36,82%
Inkolan Informacion y Coordinacion de obras AIE	Bilbao	Spagna	84.140,00	EUR	Informazioni sulle infrastrutture di cui sono titolari le imprese associate alla Inkolan	*Equity*	Endesa Distribución Eléctrica SL	14,29%	13,16%
Inmobiliaria Manso De Velasco Ltda	Santiago	Cile	25.916.800.510,00	CLP	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enersis SA	100,00%	55,81%
International Endesa BV	AMSTERDAM	Olanda	15.428.520,00	EUR	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
International Eolian Of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	233.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
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%
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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 Distrilima SA	Lima	Perù	287.837.245,00	PEN	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Enersis SA	35,02%	68,28%
							Endesa Latinoamerica SA	34,83%	
							Chilectra SA	30,15%	
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 Eòlicas La Esperanza SA	San Josè	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%
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 Latinoamerica SA	57,14%	52,60%
Investluz SA	Fortaleza	Brasile	954.620.000,00	BRL	*Holding* di partecipazioni	Integrale	Endesa Brasil SA	63,57%	56,03%
							Ampla Investimentos E Serviços SA	36,43%	

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	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	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 Co2 AIE	Oviedo	Spagna	224.286,00	EUR	Servizi	*Equity*	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
LaChute Hydro Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	69,17%
LaGeo SA De Cv	Ahuachapan	El Salvador	2.562.826.700,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power SpA	36,20%	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	7,50%	69,17%
							Essex Company	92,50%	
Linea Albania-Italia Shpk (in liquidazione)	Tirana	Albania	27.460.000,00	ALL	Costruzione, manutenzione e gestione di merchant lines	-	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Lipetskenergosbyt LLC	Lipetskaya Oblast	Federazione Russa	7.500,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	Rusenergosbyt C LLC	75,00%	18,93%
Littleville Power Company Inc	Boston (Massachusetts)	USA	-	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	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	99,00%	69,17%
							Lower Saranac Corporation	1,00%	
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Enersis SA	0,10%	55,30%
							Chilectra SA	99,90%	
Maicor Wind Srl	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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	Medina De Pomar (Burgos)	Spagna	60.100,00	EUR	Studi ambientali	Proporzionale	Nuclenor SA	50,00%	23,02%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Mexicana De Hidroelectricidad Mexhidro Srl De Cv	Città Del Messico	Messico	181.728.201,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional De Electricidad Srl De Cv	99,99%	69,16%
Mill Shoals Hydro Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	69,17%
Minas De Estercuel SA	Madrid	Spagna	93.160,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Minas Gargallo SL	99,65%	91,66%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	150.000,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	99,91%	91,98%
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	Zaragoza	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	Zaragoza	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	1,00%	69,17%
							Sheldon Springs Hydro Associates LP	99,00%	
Molinos De Viento Del Arenal SA	San Josè	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%
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	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	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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	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 Bezpecnost Se AS	Mochovce	Slovacchia	33.193,92	EUR	Servizi di security	Integrale	Slovenskè 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%
Operacion Y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San Josè	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	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 Eolico 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 Eolico Cristal Ltda	1,00%	
Parque Eolico 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 Eolico Cristal Ltda	1,00%	
Parque Eolico 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 Eolico Cristal Ltda	1,00%	
Parque Eolico 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 Eolico 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 Eolico 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 Eolico Cristal Ltda	1,00%	

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Ph Chucas Sa	San Josè	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel De Costa Rica SA	28,57%	44,96%
							Inversiones Eòlicas La Esperanza SA	71,43%	
Ph Don Pedro Sa	San Josè	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 Josè	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 Josè	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	Sao Paio De Oleiros	Portogallo	916.229,00	EUR	Fabbricazione di carta	-	Tp - Sociedade Térmica 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 Aligars 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%
Parc Eolic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL	Barcellona	Spagna	1.183.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	*Equity*	Enel Green Power España SL (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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 Eolico 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	99,99%	69,17%
							Enel Green Power International BV	0,01%	
Parque Eolico De Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Barbao SA	50,16%	39,29%
Parque Eolico Taltal SA	Santiago	Cile	50.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Latin America (Chile) Ltda	99,99%	69,17%
							Energia Alerce Ltda	0,01%	
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	Zaragoza	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-Gestao 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%
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-Gestao 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-Gestao De Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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-Gestao 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 - Energía 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	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%
Planta De Regasificación De Sagunto SA	Madrid	Spagna	1.500.000,00	EUR	Attività di commercializzione di gas e combustibili	Proporzionale	Iniciativas De Gas SL	50,00%	18,41%
Planta Eólica 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 Cogeraçao De Vialonga SA	Loures	Portogallo	50.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	*Equity*	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	30,00%	23,50%
Pp - Co-Geração SA	S. 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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 Energía 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	Barcellona	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	0,10%	16,74%
							Gas Atacama Chile SA	99,90%	
Promociones Energeticas 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%
Proveedora De Electricidad De Occidente Srl De Cv	Città Del Messico	Messico	89.707.935,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional De Electricidad Srl De Cv	99,99%	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 Energias 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	Barcellona	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	50,00%	69,17%
							Enel Green Power North America Inc	50,00%	
Q-Channel SpA (In Liquidazione)	Roma	Italia	1.607.141,00	EUR	-	-	Enel Servizi Srl	24,00%	24,00%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.148.511,80	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	66.389,00	EUR	Ricerca in materia di energia nucleare	*Equity*	Slovenskè 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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
Rusenergosbyt C LLC	Khanty-Mansiyskiy	Federazione Russa	5.100,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	Rusenergosbyt LLC	51,00%	25,25%
Rusenergosbyt LLC	Mosca	Federazione Russa	2.760.000,00	RUB	Trading di energia elettrica	Proporzionale	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Federazione Russa	4.600.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	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*	Enel.Newhydro 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%
Sadiel 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 Energetik OJSC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	10.571.300,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	OGK-5 Finance LLC	0,01%	56,43%
							Enel OGK-5 OJSC (Già OGK-5 OJSC)	99,99%	
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	1,00%	69,17%
							Chi West Inc	99,00%	
Se Hydropower Srl	Bolzano	Italia	30.000.000,00	EUR	Produzione acquisto e vendita di energia idroelettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	40,00%	40,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Se Predaj Sro	Bratislava	Slovacchia	4.505.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Integrale	Slovenskè Elektrárne AS	100,00%	66,00%
Sealve - Sociedade Eléctrica De Alvaiázere SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	100,00%	78,33%
Selnet S.r.l	Bolzano	Italia	68.000.000,00	EUR	Produzione 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%
Severenergia (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 - Exploraçao De Sistemas De Conversao De Energia Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	55,00%	43,08%
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales, S.L.	Granada	Spagna	44.900,00	EUR	produzione energia	-	Enel Green Power España SL (Già Endesa Cogeneración Y Renovables SA)	16,70%	13,08%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire, S.L.	Granada	Spagna	175.200,00	EUR	produzione energia	-	Enel Green Power España SL (Già Endesa Cogeneración Y Renovables SA)	28,13%	22,03%
Sistemas Energeticos 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	Zaragoza	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	Zaragoza	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%
Slate Creek Hydro Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	69,17%
Slovenskè 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	Slovenskè 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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	Inmobiliaria Manso De Velasco Ltda	57,50%	32,09%
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón SA	Santiago	Cile	46.709.640.176,00	CLP	Attività di ingegneria	Integrale	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	Cádiz	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%	
Societe 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 Armoricaine 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 - Comercializaçao De Energia Electrica SA	Porto	Portogallo	750.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica e servizi	*Equity*	Endesa Energía 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	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Somersworth Hydro Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	69,17%
Sotavento 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%
							Empresa Nacional De Electricidad SA	98,03%	

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
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%
							Chi S F LP	92,00%	
Suministradora Eléctrica De Cádiz SA	Cádiz	Spagna	12.020.240,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	*Equity*	Endesa Distribución Eléctrica SL	33,50%	30,84%
Suministro De Luz Y Fuerza SL	Torroella De Montgri (Girona)	Spagna	2.800.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica De Catalunya SL	60,00%	55,24%
Summit Energy Storage Inc	Wilmington (Delaware)	USA	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	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%
Technoservice 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%
Tecnoguat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	75,00%	51,88%
Tejo Energía Produçao E Distribuçao De Energia Electrica SA	Paço De Arcos	Portogallo	5.025.000,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Generación SA	38,89%	35,80%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%
Termoeléctrica José De San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	*Equity*	Central Dock Sud SA	5,32%	6,60%
							Hidroeléctrica El Chocón SA	15,35%	
							Endesa Costanera SA	5,51%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	*Equity*	Central Dock Sud SA	5,32%	6,60%
							Hidroeléctrica El Chocón SA	15,35%	
							Endesa Costanera SA	5,51%	
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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
Toledo Pv 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-Gestao 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 Energia Renovable SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Porduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Guatemala SA	0,01%	69,17%
							Enel Green Power International BV	99,99%	
Transportadora De Energía SA	Buenos Aires	Argentina	55.512.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Compañía De Interconexión Energética SA	100,00%	54,99%
Transportes Y Distribuciones Eléctricas SA	Olot (Girona)	Spagna	72.120,00	EUR	Trasmissione di energia elettrica	Integrale	Endesa Distribución Eléctrica SL	73,33%	67,51%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Highfalls Inc	2,00%	69,17%
							Highfalls Hydro Company Inc	98,00%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Falls Hydro Company Inc	51,00%	35,28%
Twin Falls Hydro Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	10	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	69,17%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	69,17%
Ufefys 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*	Slovenskè Elektrárne AS	27,77%	18,33%
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 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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 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 France 3 Sas	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%
Water &Industrial Services Company SpA	Monza	Italia	15.615.000,00	EUR	Depurazione delle acque reflue	Integrale	Enel.Newhydro Srl	100,00%	100,00%
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	USA	300	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20.000.000,00	ARS	Trasmissione di energia elettrica	*Equity*	Endesa Latinoamerica 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%

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137