BILANCIO CONSOLIDATO
2008
BILANCIO CONSOLIDATO
2008
Indice
<table>
<thead>
<tr>
<th>Punteggio</th>
<th>Argomento</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>8</td>
<td>La struttura Enel</td>
</tr>
<tr>
<td>10</td>
<td>Organi sociali</td>
</tr>
<tr>
<td>13</td>
<td>Lettera agli azionisti e agli stakeholder</td>
</tr>
<tr>
<td>21</td>
<td>Sintesi dei risultati</td>
</tr>
<tr>
<td>27</td>
<td>Fatti di rilievo del 2008</td>
</tr>
<tr>
<td>39</td>
<td>Scenario di riferimento</td>
</tr>
<tr>
<td>40</td>
<td>– Enel e i mercati finanziari</td>
</tr>
<tr>
<td>42</td>
<td>– Andamento dei principali indicatori di mercato</td>
</tr>
<tr>
<td>43</td>
<td>– Andamento economico nei Paesi di riferimento</td>
</tr>
<tr>
<td>45</td>
<td>– Italia</td>
</tr>
<tr>
<td>64</td>
<td>– Estero</td>
</tr>
<tr>
<td>81</td>
<td>Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>99</td>
<td>Risultati per area di attività</td>
</tr>
<tr>
<td>104</td>
<td>– Mercato</td>
</tr>
<tr>
<td>107</td>
<td>– Generazione ed Energy Management</td>
</tr>
<tr>
<td>110</td>
<td>– Ingegneria e Innovazione</td>
</tr>
<tr>
<td>111</td>
<td>– Infrastrutture e Reti</td>
</tr>
<tr>
<td>113</td>
<td>– Iberia e America Latina</td>
</tr>
<tr>
<td>118</td>
<td>– Internazionale</td>
</tr>
<tr>
<td>123</td>
<td>– Energie Rinnovabili</td>
</tr>
<tr>
<td>127</td>
<td>– Capogruppo, Servizi e Altre attività</td>
</tr>
<tr>
<td>129</td>
<td>Principali rischi e incertezze</td>
</tr>
<tr>
<td>135</td>
<td>Prevedibile evoluzione della gestione</td>
</tr>
<tr>
<td>137</td>
<td>Ricerca e sviluppo</td>
</tr>
<tr>
<td>141</td>
<td>Risorse umane e organizzazione</td>
</tr>
<tr>
<td>149</td>
<td>Piani di incentivazione a base azionaria</td>
</tr>
<tr>
<td>159</td>
<td>Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**BILANCIO CONSOLIDATO**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Punteggio</th>
<th>Argomento</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>162</td>
<td>Prospetti contabili consolidati</td>
</tr>
<tr>
<td>163</td>
<td>Conto economico consolidato</td>
</tr>
<tr>
<td>164</td>
<td>Stato patrimoniale consolidato</td>
</tr>
<tr>
<td>166</td>
<td>Rendiconto finanziario consolidato</td>
</tr>
<tr>
<td>167</td>
<td>Prospetto consolidato degli utili e delle perdite rilevati nell’esercizio</td>
</tr>
<tr>
<td>168</td>
<td>Note di commento</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**CORPORATE GOVERNANCE**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Punteggio</th>
<th>Argomento</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>276</td>
<td>Relazione sul governo societario e sugli assetti proprietari</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**ATTESTAZIONE DELL’AMMINISTRATORE DELEGATO E DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Punteggio</th>
<th>Argomento</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>320</td>
<td>Attestazione dell’Amministratore Delegato e del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**ALLEGATI**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Punteggio</th>
<th>Argomento</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>324</td>
<td>Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**RELAZIONI**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Punteggio</th>
<th>Argomento</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>364</td>
<td>Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2008</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Relazione sulla gestione
La struttura Enel

### Corporate Enel SpA

<table>
<thead>
<tr>
<th>Mercato</th>
<th>Generazione ed Energy Management</th>
<th>Ingegneria e Innovazione</th>
<th>Infrastrutture e Reti</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Enel Servizio Elettrico</td>
<td>Enel Produzione</td>
<td>Enel Produzione</td>
<td>Enel Distribuzione</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Energia</td>
<td>Enel Trade</td>
<td></td>
<td>Enel Rete Gas</td>
</tr>
<tr>
<td>Vallenergie</td>
<td>Enel Trade Hungary</td>
<td></td>
<td>Enel Sole</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Trade Romania</td>
<td></td>
<td>Deval</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Nuove Energie</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Hydro Dolomiti Enel</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Stoccaggi</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Iberia e America Latina

<table>
<thead>
<tr>
<th>Endesa</th>
<th>Internazionale</th>
<th>Energie Rinnovabili</th>
<th>Servizi e Altre attività</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>Slovenské elektrárne</td>
<td>Enel Green Power</td>
<td>Enel Servizi</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Maritza East 3</td>
<td>Enel si</td>
<td>Sfera</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Operations Bulgaria</td>
<td>Enel Latin America</td>
<td>Enelpower</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Distribuzione Muntenia</td>
<td>Americas Generation Corporation (1)</td>
<td>Enel.NewHydro</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Distribuzione Banat</td>
<td>Inelec</td>
<td>EnelFactor</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Distribuzione Dobrogea</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables</td>
<td>Enel.Re</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Energie Muntenia</td>
<td>Blu Line</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Energie</td>
<td>Enel North America</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Productie</td>
<td>Enel Green Power Bulgaria (già Enel Maritza East 4)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>(già Global Power Investment)</td>
<td>Enel Erelis</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Romania</td>
<td>International Wind Power</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Servizi Comune</td>
<td>Wind Parks of Thrace</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>RusEnergoSbyt</td>
<td>International Wind Parks of Thrace</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>SeverEnergia</td>
<td>Hydro Constructional</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>O GK - 5</td>
<td>International Wind Parks of Crete</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enel France</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Enelco</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Marcinelle Energie</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Dal 30 ottobre 2008 Americas Generation Corporation ha incorporato Enel Panama ed Enel Panama Holding (già Enel Fortuna).

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 e di gas, 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 e 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 2008 i risultati delle Divisioni sono, pertanto, presentati secondo l’attuale struttura e ai fini della comparabilità delle informazioni i valori relativi all’esercizio 2007 sono stati riattribuiti alle Divisioni di riferimento così come definite dal nuovo assetto organizzativo di settembre 2008. Pertanto, rispetto a quanto presentato al 31 dicembre 2007, i dati della Divisione Ingegneria e Innovazione sono derivati dalla Divisione Generazione ed Energy Management, i dati relativi alla Divisione Iberia e America Latina sono stati riattribuiti dalla Divisione Internazionale, mentre i valori relativi alla Divisione Energie Rinnovabili sono stati derivati:

- dalla Divisione Generazione ed Energy Management per gli impianti idroelettrici non programmabili, gli impianti geotermici, eoli e solari;
- dalla Divisione Iberia e America Latina per i dati relativi alle società Enel Latin America, Inelec, Americas Generation Corporation ed Enel Unión Fenosa Renovables;
- dalla Divisione Mercato per la società Enel.si.
## Organi sociali

### Consiglio di Amministrazione
- **Presidente**: Piero Gnudi
- **Amministratore Delegato e Direttore Generale**: Fulvio Conti
- **Consiglieri**:
  - Giulio Ballio
  - Lorenzo Codogno
  - Renzo Costi
  - Augusto Fantozzi
  - Alessandro Luciano
  - Fernando Napolitano
  - Gianfranco Tosi

### Collegio Sindacale
- **Presidente**: Franco Fontana
- **Sindaci effettivi**:
  - Carlo Conte
  - Gennaro Mariconda
- **Sindaci supplenti**:
  - Giancarlo Giordano
  - Paolo Sbordoni

### Società di revisione
- **KPMG 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 18 giugno 2008, 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 18 giugno 2008, di tutti i poteri per l’amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.
Caro azionista e stakeholder Enel,

con l’acquisizione in Russia di OGK-5, conclusasi a marzo 2008, e la sottoscrizione, a febbraio 2009, dell’accordo con Acciona, che decreta il raggiungimento del pieno controllo di Endesa, la fase di espansione internazionale del nostro Gruppo può dirsi ormai conclusa con successo.

La costituzione della nuova Divisione Energie Rinnovabili dedicata allo sviluppo internazionale consentirà a Enel di giocare un ruolo da protagonista in un segmento di mercato ad altissimo potenziale di sviluppo anche in scenari di rallentamento dell’economia come quello attuale.

Oggi Enel è il secondo gruppo elettrico europeo con una capacità installata a fine 2008 pari a 83,3 GW e 49,3 milioni di clienti in 22 Paesi di 4 continenti, e si accinge, grazie al consolidamento integrale di Endesa, a essere il primo gruppo privato in America Latina.

Enel ha dunque raggiunto dimensioni di scala ottimali per svolgere un ruolo di primo piano in un mercato energetico sempre più integrato e globale con un mix ben bilanciato di attività regolate e di generazione in grado di assicurare flussi di cassa stabili nel tempo.

Il contributo apportato dalle acquisizioni all’estero, le sinergie che ne stanno derivando e la continua ricerca dell’eccellenza operativa e dell’efficienza in tutte le nostre Divisioni hanno contribuito in maniera determinante al miglioramento dei risultati del Gruppo: nel 2008 il margine operativo lordo è aumentato del 45,5% rispetto all’anno precedente, mentre l’utile netto del Gruppo, pari a 5.293 milioni di euro, è cresciuto del 35,2%.

Coerentemente con le linee strategiche sino a ora adottate, i programmi del Gruppo Enel nei prossimi anni saranno finalizzati al mantenimento della leadership sul mercato domestico dell’energia, al consolidamento e all’integrazione delle realtà internazionali, nonché alla continua ricerca dell’eccellenza operativa e allo sviluppo di tecnologie innovative, delle fonti rinnovabili e del nucleare.

L’Azienda continua a operare un’attenta gestione della cassa operativa e porterà avanti le iniziative di valorizzazione di alcuni asset in portafoglio, finalizzate alla ulteriore riduzione del livello di indebitamento.
Divisione Mercato
È ormai trascorso un anno e mezzo da quando, il 1° luglio 2007, oltre alle imprese anche tutte le famiglie italiane sono state libere di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica. La Divisione Mercato ha proposto fin dal primo giorno un portafoglio di prodotti e servizi orientati a soddisfare le esigenze di tutta la clientela, tramite offerte attente all’ambiente e sempre innovative, come per l’offerta “dual energy” (fornitura congiunta di energia elettrica e gas). Attualmente oltre 3 milioni di famiglie sono clienti di Enel sul mercato libero dell’elettricità e del gas.

Nel segmento delle piccole e medie imprese, gli oltre 1,2 milioni di clienti e la consolidata posizione nel settore dei grandi clienti industriali affermano il ruolo di leadership di Enel nel mercato dei clienti business.

Enel si conferma pertanto come il primo gruppo in Italia nella fornitura di energia elettrica sul mercato libero con una quota del 27% dei volumi totali consegnati, e il secondo gruppo nella vendita di gas naturale.

Questi risultati sono frutto della grande attenzione posta alla nostra clientela, testimoniata anche dal successo delle offerte commerciali. I nostri clienti hanno molto apprezzato le formule a prezzo bloccato e l’opzione di energia rinnovabile certificata.

Nel corso del 2008 ha avuto notevole successo l’offerta “E-light” che coniuga un prezzo competitivo all’utilizzo di internet per la gestione diretta da parte del cliente delle normali operazioni commerciali.

Innovazione ed efficienza sono le linee di sviluppo lungo le quali la Divisione Mercato intende continuare a crescere sul mercato libero, ponendosi come punto di eccellenza nella fornitura dei prodotti e servizi alla clientela.

Divisione Generazione ed Energy Management
Nel 2008 è proseguito il programma di trasformazione e sviluppo degli impianti di produzione della Divisione, finalizzato a incrementare l’efficienza e la competitività del parco Enel nel contesto di mercato italiano.

In particolare, è proseguita la costruzione della centrale a carbone pulito di Torrevaldaliga Nord a Civitavecchia: il 21 novembre 2008 è stato effettuato il collegamento con la rete elettrica del primo dei tre gruppi dell’impianto che entreranno progressivamente in esercizio entro l’inizio del 2010 per un totale di circa 1.900 MW.

Inoltre, anche nel 2008, la Divisione ha rinnovato l’impegno nel perseguire obiettivi di riduzione dei costi e di miglioramento della gestione operativa del parco impianti, attraverso progetti volti ad aumentarne l’efficienza operativa e la sicurezza.

Nell’ambito del progetto di Gruppo per la valorizzazione delle energie rinnovabili, nel corso del 2008 sono stati trasferiti alla nuova società Enel Green Power gli impianti eolici, geotermici e fotovoltaici e gli impianti idroelettrici non programabili per una capacità installata complessiva di 2.547 MW.

Considerando il nuovo perimetro di impianti, nel 2008 la Divisione Generazione ed Energy Management ha prodotto in Italia circa 85 TWh, in aumento rispetto all’anno precedente (+1,4%) grazie all’ottima performance del parco produttivo che ha efficacemente contrastato l’effetto della flessione della richiesta di energia elettrica sulla rete italiana e l’aumento di produzione di operatori terzi.
Divisione Energie Rinnovabili

L’anno 2008 ha visto la nascita della nuova Divisione Energie Rinnovabili e contestualmente di Enel Green Power, la società del Gruppo Enel dedicata allo sviluppo e alla gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili a livello internazionale.

La Divisione chiude l’anno con una capacità installata di 4.464 MW suddivisa fra eolico, solare, geotermico, idroelettrico non programabile e biomasse, e oltre 500 impianti operativi in tutto il mondo. La produzione del 2008 consacra Enel Green Power come uno dei leader mondiali in questo settore: i 17,3 TWh prodotti coprono i consumi di circa 6.500.000 famiglie, evitando ogni anno l’emissione di 13 milioni di tonnellate di CO2.

Enel Green Power è presente in Italia, Europa, America Latina e Nord America. In Italia, con un totale di circa 2.547 MW installati e 10,9 TWh di energia prodotta, è leader nelle tecnologie del geotermico, idroelettrico e solare, e punta nei prossimi anni a incrementare fortemente la propria capacità totale installata. Questo obiettivo verrà raggiunto consolidando la posizione di leadership nel mini-idro e nel geotermico e sviluppando la propria presenza, in particolare nell’eolico e nel solare.

Nel resto d’Europa Enel Green Power è presente in Spagna, Grecia, Francia, Romania e Bulgaria con 502 MW installati e importanti progetti in fase di sviluppo. Negli Stati Uniti e Canada la società è presente in 20 Stati americani e due Province canadesi. In questa regione Enel Green Power è una delle poche aziende ad avere un portafoglio diversificato sulle quattro tecnologie dell’eolico, geotermico, idroelettrico e biomasse, con una potenza installata pari a 749 MW e una produzione a fine 2008 di 1,9 TWh.

Fortemente focalizzata anche sull’innovazione tecnologica, in Nord America Enel Green Power sta completando nella Contea di Churchill (Nevada) due nuovi impianti geotermici a tecnologia binaria della potenza di 65 MW. Nell’ottobre 2008, in Kansas, è stato inaugurato il parco eolico di “Smoky Hills”, il più grande impianto eolico di Enel nel mondo che, con una potenza pari a 250 MW, è in grado di soddisfare i consumi di 85.000 famiglie americane e di evitare l’immissione in atmosfera di circa 750.000 tonnellate di CO2.

In Centro e Sud America Enel Green Power è presente con lo sviluppo e la gestione di 35 impianti in Messico, Costa Rica, Guatemala, Nicaragua, Panama, El Salvador, Cile e Brasile. Con diverse tecnologie che vanno dall’idroelettrico all’eolico e al geotermico, Enel opera nel mercato della regione con 667 MW di capacità rinnovabile e 3,5 TWh di energia prodotta nel 2008.

L’idroelettrico è al momento la fonte principale nel portafoglio di tecnologie di Enel Green Power nell’area, con oltre 30 impianti situati in 6 Paesi, per un totale di 643 MW.

A Panama Enel Green Power è presente attraverso la controllata Americas Generation Corporation, con un impianto idroelettrico da 300 MW – seconda opera civile dopo il Canale – che genera il 23% dell’energia. In Cile, è in corso nel nord del Paese l’esplorazione profonda di due campi geotermici con potenzialità superiori ai 100 MW.

Nei prossimi anni Enel Green Power ha l’obiettivo di crescere incrementando sensibilmente la capacità installata e ottimizzando il mix tecnologia-Paese in un’ottica di creazione di valore, facendo leva sulle competenze che da sempre Enel ha in questo campo.
Divisione Ingegneria e Innovazione

Nata alla fine del 2007, la Divisione Ingegneria e Innovazione nel corso del 2008 ha implementato e consolidato il suo attuale modello di funzionamento. A dicembre è stata effettuata con successo la prima accensione a carbone della centrale a carbone pulito di Torrevaldaliga Nord. L’avvio di questo impianto, tecnologicamente il più avanzato al mondo di questo tipo, conferma l’indiscussa leadership tecnica e tecnologica di Enel nel campo dello sviluppo e della realizzazione di impianti termoelettrici.

In Belgio e in Russia sono stati avviati i lavori per la realizzazione degli impianti a ciclo combinato di Marcinelle e di Nevinnomiskaya, confermando l’impegno di sviluppo internazionale della Divisione a supporto del Gruppo Enel e della sua strategia.

Per quanto riguarda il nucleare, in Francia è stato completato il programma 2008 di inserimento dei tecnici e ingegneri Enel nel team EdF, che partecipa al progetto e alla realizzazione della centrale nucleare di III generazione avanzata EPR di Flamanville in Francia. A inizio 2009 è stato sottoscritto un Memorandum of Understanding con la stessa EdF per estendere questa collaborazione anche al nuovo progetto EPR di Penly, recentemente annunciato.

In Slovacchia sono stati avviati i lavori per la realizzazione delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce. Infine, sono state avviate le attività del Programma Enel per il ritorno al nucleare in Italia, anche attraverso una collaborazione con EdF per lo sviluppo della tecnologia EPR su quattro nuove unità nei prossimi anni.

Sul fronte dell’innovazione è stato definito il Piano per l’Innovazione Tecnologica del Gruppo, con il quale è stato avviato un nuovo modello di gestione dei progetti di innovazione tecnologica, teso ad assicurare la massima efficacia delle attività di ricerca del Gruppo Enel.

A Fusina sono state avviate le prove dell’impianto sperimentale che entrerà in funzione nel 2009 e consentirà a Enel, prima al mondo, di testare e sviluppare la tecnologia per l’impiego dell’idrogeno come combustibile per impianti turbogas.

Infine, in collaborazione con Daimler-Mercedes è stato lanciato il progetto per la mobilità elettrica E-mobility. Enel svilupperà a Pisa, Roma e Milano una rete sperimentale per la ricarica intelligente di 100 automobili Smart a trazione elettrica, nell’ambito di un progetto pilota che verrà avviato a partire dal 2010.

Divisione Infrastrutture e Reti

L’anno 2008 ha visto nuovamente la Divisione Infrastrutture e Reti conseguire eccellenti risultati, nonostante i molteplici cambiamenti che la regolazione 2008 ha introdotto sul fronte tariffario, su quello della qualità tecnica e commerciale e nella gestione del mercato libero dell’energia.

La qualità del servizio tecnico in termini di durata e numero delle interruzioni per cliente si attesta su valori tra i migliori a livello europeo e ha consentito a Enel Distribuzione di essere ancora una volta premiata dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas. L’intervallo di interruzione del servizio sul territorio nazionale ha raggiunto i 56 minuti.

Il Telegestore, il sistema automatico Enel di telegestione e telelettura dei contatori, ha eseguito nel 2008 oltre 12 milioni di operazioni contrattuali e più di 250 milioni di letture da remoto, incrementando ulteriormente l’efficienza operativa e facilitando l’esecuzione di un numero sempre crescente di operazioni, in particolare quelle a servizio degli operatori e dei clienti del mercato libero presenti sulla nostra rete.
La posizione di leadership di Enel nel campo dello smart metering e il suo ruolo di guida nell’implementazione pratica delle tecnologie alla base della realizzazione delle smart grid sono confermati dai piani per lo sviluppo del Telegestore all’estero: in Spagna, oltre alla prosecuzione dell’installazione dei 750.000 contatori in Viesgo, è stato definito il piano di implementazione per gli oltre 11 milioni di clienti di Endesa; a Malta, nel 2008, è stato concluso un accordo con Enemalta per la vendita di 250.000 contatori; in Russia sono state individuate ulteriori opportunità per lo sviluppo dei progetti pilota esistenti. Sul fronte dell’efficienza operativa, oltre ai benefici ottenuti grazie al Telegestore, il progetto Zenith Pegaso-SixSigma ha coinvolto i processi connessi alla qualità commerciale e si sta estendendo gradualmente agli altri processi con ottimi risultati. Grazie a queste iniziative, i costi operativi per cliente si sono ridotti di un ulteriore euro per cliente rispetto al 2007, attestandosi a un livello di eccellenza assoluta in Europa.

A fine 2008 è stato firmato con Terna l’accordo per la cessione di circa 19.000 km di rete di alta tensione non strategici per Enel Distribuzione ed è stata avviata la gara per la cessione di una quota di partecipazione di maggioranza di Enel Rete Gas; per quest’ultima, il 2008 ha rappresentato un anno di crescita e consolidamento del business, in linea con quanto già realizzato nel 2007. L’area di business di Illuminazione Pubblica ha visto confermati i risultati positivi dell’anno precedente e il lancio commerciale di nuovi sistemi di illuminazione stradale a LED, la cui installazione avrà inizio a partire dal primo trimestre 2009.

Divisione Iberia e America Latina
Il 2008 è stato un anno di importanti risultati per la Divisione Iberia e America Latina. Endesa ha fatto registrare risultati in crescita nonostante le difficoltà del contesto, caratterizzato da un incremento della domanda inferiore a quello dello scorso anno, sia in Spagna sia in America Latina, dovuto principalmente alla sfavorevole congiuntura economica mondiale che ha caratterizzato la seconda parte dell’anno. Particolarmente brillante la performance registrata in America Latina, grazie ai risultati positivi delle attività in Cile e in Colombia, specialmente nella generazione. Sul mercato spagnolo il miglioramento dei risultati è dovuto in particolar modo alla gestione energia e alla accresciuta efficienza interna. Il contributo alla Divisione del risultato operativo e del risultato netto di Endesa, consolidato per la quota del 67,05% per l’intero anno, ha registrato una sensibile crescita nel 2008.
di Endesa raggiungerà il 92,06%, trasferendone quindi il pieno controllo societario e gestionale. Enel ed Endesa possono così accelerare il processo di sinergie industriali, tecnologiche e di mercato a beneficio di tutti i clienti e con possibilità di incremento dei risultati a vantaggio di tutti gli azionisti.

**Divisione Internazionale**

Il ciclo di espansione internazionale concluso nel 2008 con il completamento dell’acquisizione di OGK-5 in Russia e di Muntenia Sud in Romania ha definito un nuovo perimetro per la Divisione Internazionale.

La Divisione è impegnata nell’attuazione di una selettiva politica di investimenti, affiancata da iniziative di miglioramento della gestione operativa e di valorizzazione degli asset per rendere le nostre società all’estero più efficienti allo scopo di fronteggiare uno scenario di mercato sempre più competitivo.

Slovenské elektrárne, la maggiore società di generazione in Slovacchia, nel 2008 ha confermato di essere una società solida, sana e capace di contribuire significativamente ai risultati del Gruppo e, soprattutto, di soddisfare il crescente fabbisogno energetico del Paese. L’avvio a novembre 2008 dei lavori per il completamento della centrale nucleare di Mochovce con gli 880 MW delle nuove unità 3 e 4, che entreranno in esercizio rispettivamente nel corso del 2012 e del 2013, è un tassello importante per la stabilità del sistema energetico dell’area e della strategia nucleare di Enel.

Nel nucleare proseguono in Francia la collaborazione con EdF per la realizzazione di impianti EPR e, parallelamente, l’ampliamento di una piattaforma per la vendita di energia.

Nel mese di marzo la positiva conclusione dell’OPA su OGK-5 ha completato la presenza forte e ben bilanciata lungo tutta la catena del valore di Enel in Russia, dall’estrazione del gas naturale alla vendita di energia ai clienti. Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico con le sue prospettive di sviluppo rimane una delle principali ragioni alla base della strategia Enel in Russia. Per cogliere a pieno queste opportunità di crescita e valorizzarle al meglio, il 2008 ha segnato l’avvio di un intenso e profondo programma industriale di rinnovamento mirato all’integrazione e all’efficientamento di processi, impianti e strutture. Rispetto al 2007, la disponibilità degli impianti è cresciuta dell’8,2% e le vendite del 10,5%.

Al tempo stesso, sono stati avviati i cantieri per la costruzione di due nuove centrali CCGT da 410 MW a Nevinnomiskaya e Reftinskaya per rafforzare la presenza negli Urali e nel Caucaso.

Con il completamento a giugno 2008 del processo di acquisizione di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia), la società di distribuzione e vendita di elettricità nell’area di Bucarest, Enel ha raddoppiato la dimensione delle attività in Romania. L’integrazione di questa nuova società si inserisce in un ampio progetto di ottimizzazione che prevede lo sfruttamento delle sinergie con le altre società rumene Enel Energie, Enel Distributie Banat ed Enel Distributie Dobrogea, l’incremento della qualità del servizio, lo sviluppo della rete elettrica e quello di un portafoglio di generazione.

Nel quadro delle azioni mirate alla sostenibilità e alla compatibilità ambientale, a febbraio 2009, con l’ingresso in esercizio della quarta e ultima unità, è stato portato a termine il progetto di ammodernamento della centrale di Maritza East 3 in Bulgaria, che diviene quindi l’unico impianto a lignite nell’area balcanica completamente in linea con i più recenti e severi requisiti ambientali europei.
Previsioni

Con l’accordo siglato a febbraio 2009 grazie al quale Enel deterrà il pieno controllo di Endesa, e con il rafforzamento della presenza nel mercato russo, Enel ha completato la fase di crescita attraverso le grandi acquisizioni e ha compiuto un ulteriore grande passo nel consolidamento e nell’integrazione del Gruppo. La dimensione raggiunta e la condizione di assoluta rilevanza nei mercati energetici europei e negli altri Paesi in cui esso opera costituiscono la premessa e al contempo una solida base per proseguire lungo le diretrici strategiche definite nel recente passato.

L’attenzione del Gruppo sarà dunque focalizzata nell’ulteriore consolidamento e integrazione delle diverse realtà che lo compongono, con l’obiettivo di creare valore grazie alla professionalità, alle competenze e alle sinergie operative che lo caratterizzano, senza trascurare la ricerca di nuove opportunità nell’innovazione tecnologica e nella crescita organica delle aree e dei business in cui opera. Allo stesso tempo saranno perseguite le iniziative di ottimizzazione di portafoglio finalizzate a rafforzare la posizione finanziaria del Gruppo, fortemente influenzata dalla politica di espansione internazionale seguita in questi ultimi anni. Inoltre, continueremo a sviluppare programmi di investimento nella ricerca e sviluppo e nel settore delle fonti rinnovabili, nonché a perseguire l’eccellenza tecnologica e l’attenzione alle problematiche ambientali. Infine, saremo impegnati nella definizione e implementazione del programma per il ritorno al nucleare in Italia, non appena sarà definitivo il quadro normativo all’esame del Parlamento italiano.

Il consolidamento e l’integrazione delle attività internazionali, l’ottimizzazione del portafoglio nonché le attività di sviluppo e le azioni di efficienza previste nelle Divisioni operative produrranno effetti positivi anche nel 2009 contribuendo alla crescita dei risultati del nostro Gruppo, nonostante la perdurante fase di recessione dell’economia mondiale.

L’Amministratore Delegato e Direttore Generale

Fulvio Conti
Sintesi dei risultati
Dati economici

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>2008</th>
<th>2007 (1)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>61.184</td>
<td>43.688</td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>14.318</td>
<td>9.840</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>9.541</td>
<td>6.781</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto del Gruppo e di terzi</td>
<td>6.034</td>
<td>4.131</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto del Gruppo</td>
<td>5.293</td>
<td>3.916</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell’esercizio (euro)</td>
<td>0,86</td>
<td>0,63</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) I dati sono stati rettificati ai soli fini comparativi per tenere conto degli effetti derivanti dal completamento al 31 dicembre 2008 della Purchase Price Allocation relativa all’acquisizione di Endesa, nonché degli effetti relativi alla classificazione nelle discontinued operations dei risultati inerenti alle attività di distribuzione del gas in Italia.

I ricavi del 2008 sono pari a 61.184 milioni di euro, con un incremento pari a 17.496 milioni di euro (+40,0%) rispetto al 2007. La crescita è riferibile essenzialmente ai maggiori ricavi conseguiti all’estero per effetto delle acquisizioni perfezionate nei due periodi a confronto e all’incremento dei ricavi di vendita e generazione in Italia.

Il margine operativo lordo, pari a 14.318 milioni di euro, si incrementa di 4.478 milioni di euro (+45,5%). Tale incremento è dovuto essenzialmente a una crescita generalizzata di tutte le Divisioni operative, e in particolare della Divisione Iberia e America Latina che riflette l’effetto positivo derivante dal diverso periodo di consolidamento di Endesa.

Il risultato operativo ammonta a 9.541 milioni di euro, con un aumento del 40,7% rispetto ai 6.781 milioni di euro del 2007, beneficiando essenzialmente dei risultati apportati dalle acquisizioni all’estero oltre che della crescita di tutte le altre Divisioni operative.
Il risultato netto del Gruppo del 2008 ammonta a 5.293 milioni di euro rispetto ai 3.916 milioni di euro dell’esercizio precedente, con un incremento del 35,2%. Tale risultato risente del buon andamento della gestione operativa, parzialmente compensato dall’incremento degli oneri finanziari netti, e degli effetti positivi derivanti dalla diminuzione delle imposte sul reddito. In particolare, tale ultima variazione include sia gli effetti positivi netti (pari a 1.858 milioni di euro) derivanti dall’adeguamento della fiscalità differita conseguente al riallineamento delle differenze tra valori civilistici e fiscali relativi a talune immobilizzazioni materiali, al netto dell’onere della relativa imposta sostitutiva prevista dalla Legge Finanziaria per il 2008, sia gli effetti negativi (pari a 290 milioni di euro) derivanti dalla maggiorazione dell’aliquota Ires (D.L. n. 112/08) prevista per le società operanti nella produzione e commercializzazione di energia elettrica e gas.

Dati patrimoniali e finanziari

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2008</th>
<th>2007 (1)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Capitale investito netto</td>
<td>76.262</td>
<td>82.424</td>
</tr>
<tr>
<td>Indebitamento finanziario netto</td>
<td>49.967</td>
<td>55.791</td>
</tr>
<tr>
<td>Patrimonio netto (incluse quote di terzi)</td>
<td>26.295</td>
<td>26.633</td>
</tr>
<tr>
<td>Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell’esercizio (euro)</td>
<td>3.30</td>
<td>3.16</td>
</tr>
<tr>
<td>Cash flow da attività operativa</td>
<td>10.510</td>
<td>6.070</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali</td>
<td>6.502</td>
<td>4.929</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) I dati sono stati rettificati ai soli fini comparativi per tenere conto degli effetti derivanti dal completamento al 31 dicembre 2008 della Purchase Price Allocation relativa all’acquisizione di Endesa, nonché degli effetti relativi alla classificazione nelle discontinued operations dei risultati inerenti alle attività di distribuzione del gas in Italia.

Il capitale investito netto, incluso delle attività nette destinate alla vendita pari a 3.460 milioni di euro, è pari a 76.262 milioni di euro al 31 dicembre 2008 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 26.295 milioni di euro e dall’indebitamento finanziario netto per 49.967 milioni di euro. Quest’ultimo, al 31 dicembre 2008, presenta un’incidenza sul patrimonio netto complessivo di 1,90 (2,09 al 31 dicembre 2007).


**Dati operativi**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Italia</th>
<th>Estero</th>
<th>Totale</th>
<th>Italia</th>
<th>Estero</th>
<th>Totale</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>2008</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Energia netta prodotta da Enel (TWh)</td>
<td>96,3</td>
<td>156,9</td>
<td>253,2</td>
<td>94,2</td>
<td>59,3</td>
<td>153,5</td>
</tr>
<tr>
<td>Potenza efficiente netta (GW)</td>
<td>40,3</td>
<td>43,0</td>
<td>83,3</td>
<td>40,4</td>
<td>35,1</td>
<td>75,5</td>
</tr>
<tr>
<td>Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)</td>
<td>257,9</td>
<td>135,6</td>
<td>393,5</td>
<td>259,0</td>
<td>43,3</td>
<td>302,3</td>
</tr>
<tr>
<td>Energia venduta da Enel (TWh) (1)</td>
<td>137,2</td>
<td>133,2</td>
<td>270,4</td>
<td>142,4</td>
<td>53,9</td>
<td>196,3</td>
</tr>
<tr>
<td>Numero clienti finali business elettrico (milioni)</td>
<td>30,5</td>
<td>18,8</td>
<td>49,3</td>
<td>30,7</td>
<td>17,9</td>
<td>48,6</td>
</tr>
<tr>
<td>Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m³)</td>
<td>5,7</td>
<td>2,5</td>
<td>8,2</td>
<td>4,9</td>
<td>0,6</td>
<td>5,5</td>
</tr>
<tr>
<td>Gas vettoriato (miliardi di m³)</td>
<td>3,6</td>
<td>0,3</td>
<td>3,9</td>
<td>3,5</td>
<td>0,1</td>
<td>3,6</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Dipendenti alla fine dell’esercizio (n.) (2)</strong></td>
<td>40.327</td>
<td>35.654</td>
<td>75.981</td>
<td>41.746</td>
<td>31.754</td>
<td>73.500</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.
(2) Include 1.413 unità riferite alle attività classificate come “destinate alla vendita” (2.614 unità al 31 dicembre 2007).

---

L’energia netta prodotta da Enel nel 2008 aumenta di 99,7 TWh (+65,0%) per effetto sia della maggior produzione realizzata all’estero (+97,6 TWh, di cui 76,1 TWh e 22,5 TWh derivanti, rispettivamente, dal diverso periodo di consolidamento di Endesa e dall’acquisizione di OGK-5, al netto degli effetti derivanti dal deconsolidamento del Gruppo Viesgo), sia dell’incremento di produzione sul territorio italiano (+2,1 TWh).

L’energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel è pari a 393,5 TWh, con un incremento di 91,2 TWh (+30,2%), sostanzialmente attribuibile ai maggiori vettoriamenti effettuati all’estero (+92,3 TWh, di cui 91,4 TWh riferibili al diverso periodo di consolidamento di Endesa).

L’energia venduta da Enel registra un aumento di 74,1 TWh (+37,7%) con vendite complessive per 270,4 TWh a 49,3 milioni di clienti; l’aumento è sostanzialmente riferibile ai maggiori quantitativi venduti all’estero (+79,3 TWh, di cui 78,2 TWh riferiti al diverso periodo di consolidamento di Endesa).

Le vendite di gas alla clientela finale ammontano nel 2008 a 8,2 miliardi di metri cubi con un incremento generalizzato delle vendite sia sul territorio italiano (+16,3%) sia all’estero per effetto del consolidamento di Endesa.

Al 31 dicembre 2008 i dipendenti sono pari a 75.981 unità (73.500 unità a fine 2007). L’incremento dell’esercizio, pari a 2.481 unità, è dovuto alle variazioni di perimetro riferite alle società estere (+3.891 unità) che hanno più che compensato il saldo netto tra assunzioni e cessazioni (-1.410 unità). Al 31 dicembre 2008 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all’estero sono 35.654 unità.
## Dati economici e patrimoniali per area di attività

### 2008 vs 2007

<table>
<thead>
<tr>
<th>Area di attività</th>
<th>Ricavi</th>
<th>Margine operativo lordo</th>
<th>Risultato operativo</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Mercato</strong></td>
<td>22.609</td>
<td>22.179</td>
<td>554</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Generazione ed Energy Management</strong></td>
<td>22.143</td>
<td>17.062</td>
<td>3.113</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Ingegneria e Innovazione</strong></td>
<td>1.005</td>
<td>930</td>
<td>14</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Infrastrutture e Reti (1)</strong></td>
<td>6.537</td>
<td>5.457</td>
<td>3.719</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Iberia e America Latina (2)</strong></td>
<td>15.805</td>
<td>4.517</td>
<td>4.647</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Internazionale</strong></td>
<td>4.708</td>
<td>2.794</td>
<td>1.044</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Energie Rinnovabili</strong></td>
<td>1.852</td>
<td>1.536</td>
<td>1.188</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Capogruppo</strong></td>
<td>727</td>
<td>950</td>
<td>(71)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Servizi e Altre attività</strong></td>
<td>1.169</td>
<td>1.147</td>
<td>116</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Elisioni e rettifiche</strong></td>
<td>(15.371)</td>
<td>(12.884)</td>
<td>(6)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>61.184</td>
<td>43.688</td>
<td>14.318</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Activity</th>
<th>2008</th>
<th>2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Mercato</td>
<td>8.105</td>
<td>7.530</td>
</tr>
<tr>
<td>Generazione ed Energy Management</td>
<td>15.357</td>
<td>15.606</td>
</tr>
<tr>
<td>Ingegneria e Innovazione</td>
<td>217</td>
<td>118</td>
</tr>
<tr>
<td>Infrastrutture e Reti (1)</td>
<td>19.773</td>
<td>18.223</td>
</tr>
<tr>
<td>Iberia e America Latina (2)</td>
<td>53.201</td>
<td>64.789</td>
</tr>
<tr>
<td>Internazionale</td>
<td>12.562</td>
<td>7.524</td>
</tr>
<tr>
<td>Energie Rinnovabili</td>
<td>5.593</td>
<td>4.628</td>
</tr>
<tr>
<td>Capogruppo</td>
<td>1.233</td>
<td>1.228</td>
</tr>
<tr>
<td>Servizi e Altre attività</td>
<td>1.883</td>
<td>1.610</td>
</tr>
<tr>
<td>Elisioni e rettifiche</td>
<td>(5.714)</td>
<td>(3.907)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>112.210</td>
<td>117.349</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Note
1. I dati del 2007 sono stati rettificati ai soli fini comparativi per tenere conto degli effetti conseguenti la classificazione nelle discontinued operations delle attività di distribuzione del gas in Italia.
2. I dati del 2007 sono stati rettificati ai soli fini comparativi per tenere conto degli effetti derivanti dal completamento al 31 dicembre 2008 della Purchase Price Allocation relativa all’acquisizione di Endesa.
3. Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (0 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
4. Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (0 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

### Dipendenti (n.)

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Mercato</td>
<td>4.170</td>
<td>4.669</td>
</tr>
<tr>
<td>Generazione ed Energy Management</td>
<td>6.829</td>
<td>6.931</td>
</tr>
<tr>
<td>Ingegneria e Innovazione</td>
<td>1.020</td>
<td>881</td>
</tr>
<tr>
<td>Infrastrutture e Reti (1)</td>
<td>21.683</td>
<td>22.710</td>
</tr>
<tr>
<td>Iberia e America Latina (2)</td>
<td>17.827</td>
<td>19.786</td>
</tr>
<tr>
<td>Internazionale</td>
<td>16.865</td>
<td>11.259</td>
</tr>
<tr>
<td>Energie Rinnovabili</td>
<td>2.432</td>
<td>2.313</td>
</tr>
<tr>
<td>Capogruppo</td>
<td>749</td>
<td>728</td>
</tr>
<tr>
<td>Servizi e Altre attività</td>
<td>4.406</td>
<td>4.223</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>75.981</td>
<td>73.500</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Include 1.289 unità riferite al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (0 al 31 dicembre 2007).
(2) Include 124 unità riferite al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (2.614 al 31 dicembre 2007).
Fatti di rilievo del 2008
Acquisizione di OGK-5

Alla data del 6 marzo 2008 e in base ai riscontri effettuati dagli organi preposti, l’ammontare delle azioni consegnate all’Offerta Pubblica di Acquisto (OPA) promossa da Enel attraverso la controllata Enel Investment Holding (EIH) è risultato pari al 22,65% del capitale di OGK-5, per un totale di 8.012.088.702 azioni. Tali azioni, sommate alla partecipazione del 37,15% del capitale di OGK-5 già posseduta da EIH prima del lancio dell’OPA, hanno garantito a EIH la titolarità del 59,8% del capitale di OGK-5. Il corrispettivo versato da parte di EIH in sede di OPA è di 4,4275 rubli per azione, per un controvalore complessivo di circa 993 milioni di euro. Successivamente, EIH ha ceduto a European Bank for Reconstruction and Development una partecipazione di minoranza pari al 4,1% circa del capitale di OGK-5, per un corrispettivo pari a circa 175 milioni di euro, e ha acquisito da ex dirigenti della società lo 0,16% del relativo capitale. Per effetto di tali operazioni la partecipazione di EIH nella società OGK-5 al 31 dicembre 2008 risulta pari al 55,86%.

Processo di vendita delle attività di Endesa e di Enel oggetto dell’accordo con E.On

In data 18 marzo 2008 Enel, Acciona ed E.On hanno raggiunto un accordo inteso a modificare parzialmente l’individuazione delle attività detenute da Endesa oggetto di vendita a E.On in base al contratto stipulato tra le parti il 2 aprile 2007. In particolare, in base alle modifiche convenute, le centrali termoelettriche localizzate in Spagna a Foix (per una capacità installata di 520 MW a olio combustibile, che include un progetto in fase di sviluppo di un impianto a ciclo combinato da 800 MW) e Besos 3 (impianto a ciclo combinato per una capacità installata di 388 MW) sono state sostituite con la centrale termoelettrica di Tarragona (impianto a ciclo combinato per una capacità installata di 395 MW). A valle della comunicazione da parte delle banche incaricate delle stime sulla valutazione delle attività di Endesa e di Enel oggetto di vendita a E.On, in data 28 marzo 2008 il Consiglio di Amministrazione di E.On ha formalmente comunicato l’intenzione di effettuarne l’acquisto. Ottenute le necessarie autorizzazioni amministrative, il 26 giugno 2008 è stata perfezionata la vendita a E.On tanto delle attività di Endesa che di quelle del Gruppo Enel individuate di comune accordo tra le parti; in aggiunta, le parti hanno convenuto di non dare più seguito alla prevista cessione a E.On dei diritti di prelievo di energia elettrica da fonte nucleare prodotta dalle centrali di Endesa in Spagna (450 MW per 10 anni), contemplata dal contratto del 2 aprile 2007. La transazione è stata effettuata per un valore complessivo di circa 11,5 miliardi di euro, comprensivo del debito (pari a circa 1,8 miliardi di euro) trasferito con le società oggetto di cessione e al netto delle partecipazioni detenute da soci di minoranza. In particolare:

> la partecipazione totalitaria di Endesa in Endesa Europa è stata venduta a E.On per un corrispettivo di 7.126 milioni di euro, cui si sommano 1.159 milioni di euro per il saldo della posizione finanziaria netta intragruppo. Tale corrispettivo è soggetto a possibili aggiustamenti per la definizione puntuale del debito alla data di cessione;
> la cessione delle centrali termoelettriche spagnole di Tarragona e di Los Barrios è avvenuta per un importo pari a 769 milioni di euro;
> le attività del Gruppo Enel relative a Viesgo sono state vendute a E.On per un corrispettivo di 702,5 milioni di euro.

**Protocollo d’intesa con la Regione Liguria**

In data 21 marzo 2008 è stato firmato un protocollo d’intesa con la Regione Liguria per la realizzazione di iniziative congiunte per lo sviluppo di fonti energetiche rinnovabili nell’area portuale e aeroportuale di Genova; tale protocollo avrà validità fino al 30 novembre 2012, salvo successiva proroga o rinnovo tra le parti. Con questa iniziativa Enel e la Regione Liguria si impegnano a definire gli strumenti operativi e finanziari necessari alla realizzazione di sistemi eolici e fotovoltaici finalizzati alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per una potenza complessiva di circa 22 MW.

**Accordo di cooperazione con EGAS**

In data 9 aprile 2008 Enel e l’Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) hanno firmato un accordo di cooperazione per lo sviluppo di attività congiunte nel settore upstream del gas, nella filiera del gas liquefatto e nella vendita di gas naturale. Secondo l’accordo, Enel metterà, inoltre, a disposizione di EGAS la sua esperienza internazionale per valutare opportunità di investimento al fine di migliorare l’efficienza degli impianti di produzione di energia elettrica egiziani.

**Acquisizione di Electrica Muntenia Sud (EMS)**

In data 25 aprile 2008, nell’ambito del processo di privatizzazione di Electrica Muntenia Sud (EMS) e in conformità con quanto previsto dal contratto per la privatizzazione di tale società stipulato l’11 giugno 2007, Enel ha acquistato da Electrica il 50% del capitale sociale di EMS per un corrispettivo di 395 milioni di euro. L’Assemblea dei soci di EMS ha contestualmente deliberato un aumento del capitale sociale, che è stato sottoscritto da parte di Enel per un controvalore di 425 milioni di euro. In funzione dell’esercizio da parte del socio di minoranza di EMS del diritto di sottoscrivere pro quota l’indicato aumento di capitale, la partecipazione definitiva di Enel si è attestata al 64,4% del capitale di EMS. Contestualmente all’operazione di acquisto della società, e in adempimento del sopra citato contratto di privatizzazione, Enel ha concesso a Electrica un’opzione triennale a fronte della quale quest’ultima avrà la facoltà di vendere un quantitativo minimo del 13,6% delle azioni di EMS ancora detenute, nonché ogni altra azione non venduta ai dipendenti di EMS, in virtù del diritto di questi ultimi a sottoscrivere, in occasione della privatizzazione, una quota massima del 10% del capitale privatizzato. Conseguentemente, le azioni oggetto di opzione potranno variare da un minimo di circa il 13,6% a un massimo del 23,6% (nel caso in cui nessun lavoratore decida di avvalersi del diritto di sottoscrizione).
Accordi in Cina per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra

In data 5 maggio 2008 Enel ha firmato a Pechino due accordi di cooperazione per l’abbattimento delle emissioni a effetto serra. Il primo accordo è costituito da un Memorandum of Understanding firmato tra Enel, il Ministero delle Scienze e della Tecnologia della Repubblica Popolare Cinese e il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare italiano. L’intesa permetterà a Enel di collaborare nelle attività di ricerca e sviluppo finalizzate a promuovere l’utilizzo di clean coal technologies in Cina facendo leva sull’esperienza già maturata in Italia nell’impianto di Torrevaldaliga Nord e sui progetti dimostrativi oggi in corso sullo sviluppo delle tecniche di cattura e stoccaggio delle emissioni di CO2.

Il secondo accordo è costituito da un contratto firmato tra Enel e il Gruppo siderurgico Wuhan Iron & Steel per l’acquisto di permessi di emissione originati dalla realizzazione di cinque progetti di efficientamento energetico che consentiranno di ridurre le emissioni di CO2 per complessivi 11,45 milioni di tonnellate negli anni compresi tra il 2008 e il 2012.

Accordo strategico con Sharp per lo sviluppo del fotovoltaico

In data 15 maggio 2008 Enel e Sharp Corporation hanno firmato un accordo per lo sviluppo di una partnership strategica nel settore del fotovoltaico. Tale Memorandum of Understanding prevede che Enel e Sharp analizzino in dettaglio la realizzazione di un impianto industriale in Italia per la produzione integrata di pannelli fotovoltaici basati sulla tecnologia esclusiva di Sharp, il film sottile a tripla giunzione. Sharp ed Enel svilupperanno e realizzeranno nuovi campi fotovoltaici, da completare entro il 2011, per un totale di 161 MW.

Completamento del processo di vendita di Weather

In data 4 giugno 2008 Enel ha incassato 1.025 milioni di euro da Weather Investments II S.à.r.l. (Weather II, holding facente capo all’imprenditore egiziano Naguib Sawiris) a titolo di saldo del corrispettivo pattuito (pari a 962 milioni di euro) per la cessione della quota del 26,1% del capitale, posseduta da Enel in Weather Investments SpA (Weather), oltre agli interessi maturati e parametrati a un tasso di mercato (pari a 63 milioni di euro). Con tale incasso, che costituisce la seconda e ultima tranche del corrispettivo concordato, Enel ha perfezionato l’uscita dal settore delle telecomunicazioni. Contestualmente all’incasso, Enel ha provveduto alla rinuncia al pegno (senza diritto di voto) costituito a suo favore sul 26,1% del capitale di Weather.
Acquisizione di progetti eolici in Francia

Il 13 giugno 2008 Enel, attraverso la controllata Enel Erelis, ha concluso l’acquisizione per un corrispettivo di circa 14 milioni di euro, di nuovi progetti eolici in diverse fasi di sviluppo per complessivi 120 MW, alcuni dei quali entreranno in funzionamento già a partire dal 2009.

Accordo con Termoelectrica ed E.On per la realizzazione di un impianto in Romania

In data 18 giugno 2008 la società di Stato rumena Termoelectrica e il consorzio formato dalla società tedesca E.On Kraftwerke e da Enel hanno firmato un Memorandum of Understanding (MoU) per avviare il progetto di costruzione nel sito produttivo di Braila di una nuova centrale termoelettrica da 800 MW alimentata a carbone, che utilizzerà le più moderne tecnologie e sarà pienamente in linea con gli standard ambientali dettati dall’Unione Europea. Secondo il MoU, Termoelectrica conferirà alla joint venture gli asset della esistente centrale di Braila di sua proprietà, mentre il consorzio formato da E.On ed Enel contribuirà con il capitale necessario all’investimento, ottenendo la maggioranza delle azioni della joint venture.

Acquisizione di Marcinelle Energie

In data 30 giugno 2008 Enel, attraverso la sua controllata Enel Investment Holding, ha acquisito dal Gruppo siderurgico Duferco l’80% del capitale della società di scopo Marcinelle Energie, che sta realizzando una centrale a gas con tecnologia a ciclo combinato da circa 420 MW di capacità in Belgio nella regione della Vallonia. Il corrispettivo per l’acquisto dell’80% delle azioni in Marcinelle Energie è di 32 milioni di euro (senza considerare l’addendum al contratto per circa 4 milioni di euro), dei quali 19,2 milioni di euro già riconosciuti e i restanti 12,8 milioni di euro da pagare in 2 tranché tra il 2009 e il 2010. Contestualmente all’operazione di acquisizione della società, Enel ha concesso a Duferco una opzione di vendita su tutto il restante 20% del capitale di Marcinelle Energie. L’opzione potrà essere esercitata in qualunque momento trascorso un anno dall’avvio dell’operatività della centrale e nei successivi sei anni dalla stessa data a un prezzo pattuito che tiene conto, oltre che di elementi valutativi e parametri finanziari, degli aumenti di capitale del socio di minoranza e dei dividendi distribuiti allo stesso.

I lavori di costruzione, affidati a Enel Produzione, saranno completati entro l’inizio del 2011 con un investimento totale stimato di circa 290 milioni di euro. L’impianto produrrà a regime, alle migliori condizioni di competitività tecnica e nel rispetto dei più attenti parametri ambientali, circa 2,5 TWh all’anno di elettricità, destinati al mercato nazionale belga.
Deposito del progetto per l’installazione di campi eolici off-shore

In data 10 luglio 2008 Enel ha depositato il progetto di uno dei primi campi eolici off-shore del Mar Mediterraneo. L’istanza di Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA) è stata consegnata da Enel al Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e alla Regione Sicilia. Il primo parco eolico marino italiano prevede l’installazione di 115 generatori di grande taglia, che avranno una potenza compresa tra i 3 e i 5 MW ciascuno, nelle acque del Golfo di Gela a una distanza minima di 3 miglia dalla costa, tra i Comuni di Licata (Agrigento), Butera e Gela (Caltanissetta). Il progetto – sviluppato da una joint venture costituita tra Enel (57%) e Moncada Costruzioni (43%) – prevede una potenza installata complessiva che varierà da 345 a 575 MW e, a regime, fornirà energia elettrica per 1.150 milioni di kWh. L’investimento massimo previsto è di circa 500 milioni di euro.

Cessione di Hydro Dolomiti Enel

In data 25 luglio 2008, in attuazione dell’Accordo di Investimento sottoscritto in data 24 aprile 2008 tra Enel Produzione e Dolomiti Energia per lo sviluppo congiunto del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento, Enel Produzione ha ceduto a Dolomiti Energia, per un corrispettivo di 333 milioni di euro, il 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel (HDE), società attraverso cui le parti intendono procedere allo sviluppo congiunto del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento.

Il perfezionamento dell’operazione è avvenuto in seguito al verificarsi delle condizioni cui era sottoposta l’efficacia dell’Accordo e, in particolare, in seguito all’ottenimento:

> del nulla osta all’operazione da parte dell’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato;
> del nulla osta da parte della Provincia Autonoma di Trento al trasferimento delle concessioni idroelettriche (esclusa quella relativa all’impianto di San Floriano) in capo a HDE;
> del provvedimento della stessa Provincia Autonoma di Trento che ha prorogato fino al 31 dicembre 2020 il termine di scadenza delle concessioni di grande derivazione idroelettrica, in modo da consentire lo sviluppo del piano industriale ipotizzato dalle parti.

Il corrispettivo di 333 milioni di euro per la cessione del 51% di HDE è stato determinato in base al valore originariamente concordato tra le parti, pari a 562,7 milioni di euro, ridotto – in conformità a quanto indicato nell’Accordo – per tenere conto della posizione finanziaria netta delle attività trasferite a HDE, dei flussi di cassa stimati per il ramo di azienda conferito da Enel Produzione a HDE tra il 1° gennaio 2008 (data di riferimento per la valorizzazione di HDE) e il 15 luglio 2008 (data di efficacia del conferimento del medesimo ramo di azienda), nonché dell’esclusione dell’impianto di San Floriano. Il corrispettivo sopra indicato è soggetto ad alcuni aggiustamenti (il primo dei quali già determinato nel corso del 2008 per un valore pari a 5 milioni di euro) con relativo conguaglio, principalmente in funzione della differenza fra il valore della produzione stimata e il valore della produzione effettiva del ramo di azienda conferito da Enel Produzione a HDE nel periodo 2008-2010.

L’Accordo del 24 aprile 2008 prevede inoltre il riconoscimento a Dolomiti Energia
di un’opzione call ad acquistare da Enel Produzione un’ulteriore quota del capitale di HDE fino al raggiungimento della quota massima del 60%, da esercitarsi entro il 31 dicembre 2020 a condizione che la durata delle concessioni per grandi derivate idroelettriche che interessano il ramo di azienda oggetto del conferimento venga prorogata di almeno cinque anni. Tenuto conto dell’assetto di governance previsto dall’Accordo, Enel eserciterà un’influenza dominante su HDE fino all’approvazione del bilancio relativo all’esercizio 2010 e potrà quindi procedere, fino a tale momento, al consolidamento integrale dei risultati di HDE.

Acquisto di progetti eolici in Grecia

In data 28 luglio 2008 Enel ha firmato un accordo con Damco Energy (Gruppo Copelouzos) e International Constructional (Gruppo Samaras) per acquisire il 30% (per un corrispettivo di 122 milioni di euro), con diritto di portare la quota progressivamente all’80%, di una serie di progetti eolici, per una capacità fino a 1.400 MW, localizzati nelle zone più ventose della Grecia, principalmente in Tracia, nel Peloponneso e in Eubea. L’accordo prevede inoltre un’opzione per partecipare allo sviluppo di ulteriori 180 MW in Bulgaria.

Acquisizione del 20% degli asset di Electricity Supply Board (ESB)

Il 31 luglio 2008 Endesa si è aggiudicata, al termine di un processo pubblico di vendita iniziato nel novembre 2007 e tuttora soggetto alle autorizzazioni da parte degli organismi regolatori irlandesi e comunitari, il 20% degli asset di generazione elettrica dell’impresa elettrica statale irlandese Electricity Supply Board (ESB), per un corrispettivo di 450 milioni di euro. Gli impianti aggiudicati, per una potenza di 1.068 MW distribuita in quattro centrali in esercizio e 300 MW relativi a due siti in costruzione, costituiscono circa il 16% della capacità totale installata in Irlanda. Nell’ambito degli accordi sottoscritti, Endesa si è impegnata per un piano industriale di repowering al fine di migliorare l’efficienza delle centrali acquisite entro la prima metà del 2012.

Acquisto di diritti per lo sviluppo di progetti eolici in Brasile

In data 6 agosto 2008 Enel Latin America ed Enel Brasil Participações hanno firmato un accordo di cooperazione con SoWiTec do Brasil Energias Alternativas, una filiale dell’operatore tedesco SoWiTec, per sviluppare progetti eolici in Brasile per una capacità totale fino a 1.000 MW. Con questo accordo Enel ha acquisito, su otto progetti, tutti ai primi stadi di sviluppo, il diritto in esclusiva ad acquistarli una volta completati da SoWiTec. I progetti hanno una capacità preliminare compresa tra i 56 e i 200 MW e sono situati nell’area nord-orientale del Brasile, che presenta un alto potenziale eolico.
Acquisto del 10% di PT Bayan Resources

Il 12 agosto 2008 Enel Investment Holding (EIH) ha acquistato una quota del 10% (equivalente a 333.333.500 azioni) del capitale sociale di PT Bayan Resources (Bayan) nel corso dell’offerta pubblica (IPO) sulla Borsa indonesiana delle azioni della stessa società e facendo seguito a un accordo stipulato con Bayan e i suoi azionisti. Il corrispettivo totale dell’operazione è stato pari a circa 139 milioni di euro.


Approvata la distribuzione di un acconto sul dividendo dell’esercizio 2008


OPA su società peruvianeionate controllate da Endesa


Alla fine del mese di ottobre 2008 si è conclusa l’offerta per Edegel ed Edelnor e, sulla base delle adesioni ricevute, l’esborso effettuato è stato pari a 405 milioni di dollari statunitensi.
Accordo con F2i (Fondo Italiano per le Infrastrutture) per gli stoccaggi di gas naturale

In data 26 settembre 2008 Enel, tramite la controllata Enel Trade, ha ceduto il 49% di Enel Stoccaggi al Fondo Italiano per le Infrastrutture (F2i), per un controvalore di circa 6 milioni di euro. Enel Stoccaggi, costituita il 19 settembre 2008, continuerà l’iter tecnico-amministrativo avviato da Enel Trade che, nella gara indetta il 26 settembre 2006 dal Ministero dello Sviluppo Economico, è risultata assegnataria del progetto di conversione a stoccaggio del campo di Romanengo (Cremona). La concessione relativa al campo di Romanengo verrà conferita a Enel Stoccaggi dopo l’ottenimento del parere favorevole di Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA) rilasciata dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. In base al D.Lgs. n. 164/2000 la concessione di stoccaggio avrà durata ventennale e sarà prorogabile per due periodi di dieci anni ciascuno. Il progetto di conversione prevede una capacità di stoccaggio di circa 300 milioni di metri cubi e l’entrata in servizio nel 2012. Gli accordi societari stipulati tra Enel Trade e F2i contemplano, tra l’altro, l’obbligo di non trasferire le partecipazioni possedute in Enel Stoccaggi per un periodo di almeno 5 anni.

Accordo con il Comune di Portoscuso

In data 15 ottobre 2008 è stato firmato tra Enel e il Comune di Portoscuso (Carbonia-Iglesias) un Accordo di Programma per la realizzazione di nuove iniziative industriali a favore dello sviluppo economico dell’area. La principale iniziativa prevista dall’accordo è la realizzazione nell’area industriale del Comune di un campo eolico per una potenza complessiva di circa 90 MW, costituito da 39 aerogeneratori.

Accordo per lo sviluppo del settore idroelettrico nella provincia di Bolzano

In data 23 ottobre 2008 Enel Produzione e Società Elettrica Altoatesina (SEL) – società partecipata dalla Provincia Autonoma di Bolzano per circa il 94% del capitale e per la residua parte da comuni e comunità comprensorie dell’Alto Adige tramite la Selfin Srl – hanno firmato un accordo preliminare per lo sviluppo del settore idroelettrico nella provincia di Bolzano. Enel Produzione è attualmente titolare nell’area interessata di 12 concessioni di grande derivazione idroelettrica per una potenza complessiva di 616 MW, nonché di 8 concessioni di piccola derivazione idroelettrica per una potenza complessiva di 17 MW. Tenuto conto che ciascuna delle parti continuerà a partecipare autonomamente ai procedimenti amministrativi in corso per il rilascio e il rinnovo trentennale delle concessioni di grande derivazione idroelettrica in scadenza il 31 dicembre 2010, Enel Produzione e SEL hanno concordato di costituire una società, rispettivamente nella proporzione del 40% e del 60%, che gestirà, fino ad almeno il 2040, tali concessioni. Nella nuova società Enel Produzione conferiterà il ramo di azienda aferente alle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche ricadenti nel territorio della provincia di Bolzano, il cui valore è stimato pari a 340 milioni di euro, mentre entrambe le parti, al 1° gennaio 2011, conferiranno le concessioni ottenute in via autonoma.
Al termine delle suddette operazioni di conferimento, il capitale sociale della nuova società dovrà essere sempre rappresentativo per il 40% e il 60% delle quote rispettivamente detenute da Enel Produzione e da SEL.

L’accordo prevede altresì la cessione a SEL da parte di Enel Distribuzione del ramo di azienda di distribuzione elettrica della provincia di Bolzano per un corrispettivo di 79 milioni di euro.

Tenuto conto dell’assetto di governance previsto dall’accordo, Enel Produzione eserciterà un’influenza dominante sulla nuova società fino al 31 dicembre 2013 e si potrà quindi procedere al consolidamento integrale dei risultati della stessa fino a tale data.

Accordi di sviluppo in Russia

In data 30 ottobre 2008 Eni, Enel e Gazprom hanno definito ulteriori sviluppi nel perfezionamento della partnership tra le tre aziende. In particolare, le parti hanno sottoscritto gli accordi per lo sviluppo delle società ArcticGas e Urengoil, oltre a firmare intese che impegnano Gazprom a entrare nel capitale di SeverEnergia come previsto nell’accordo del 2007. Eni, Enel e Gazprom lavoreranno da subito per l’approvazione dei piani di sviluppo degli asset e il conseguente adeguamento delle licenze minerarie.

Successivamente, in data 6 novembre 2008, Enel ha sottoscritto due Memorandum of Understanding, uno con Inter Rao Ues finalizzato all’analisi di possibili progetti di sviluppo mirati all’efficientamento del sistema elettrico russo, l’altro con le Ferrovie Russe RZhD relativo al consolidamento futuro della fornitura di energia elettrica da parte di RusEnergoSbyt su base pluriennale e indicizzata ai prezzi di mercato.

Cessione della rete di distribuzione del gas

Il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in data 11 novembre 2008, ha approvato lo schema dell’operazione finalizzata alla cessione di una partecipazione di maggioranza nella controllata Enel Rete Gas e ha dato mandato all’Amministratore Delegato di avviare gli adempimenti propedeutici all’attuazione dell’operazione stessa.

Tale schema prevede che il partner venga individuato prioritariamente tra investitori finanziari di elevata affidabilità a seguito di un’asta competitiva, sotto forma di procedura ristretta. Lo schema prevede, inoltre, adeguate forme di tutela in favore di Enel in quanto socio di minoranza. Il 29 dicembre 2008 si è conclusa la fase della procedura ristretta per la presentazione delle manifestazioni di interesse da parte di potenziali acquirenti e si sono avviate le attività di due diligence propedeutiche alla finalizzazione dell’operazione.
Accordo per la cessione della rete di energia elettrica in alta tensione di Enel Distribuzione

In data 19 dicembre 2008 è stato firmato l’accordo per la cessione a Terna dell’intero capitale di Enel Linee Alta Tensione Srl (ELAT), società interamente posseduta da Enel Distribuzione alla quale quest’ultima, con efficacia 1º gennaio 2009, ha conferito un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione (Linee AT) e dai rapporti giuridici inerenti.

Il ramo di azienda oggetto di conferimento è costituito da 18.583 km di Linee AT, eserciti principalmente a 132 e 150 kV, nonché dai rapporti contrattuali attivi e passivi inerenti al ramo medesimo.

Il corrispettivo per la cessione è stato concordato in 1.152 milioni di euro che sarà versato integralmente al momento del closing e sarà soggetto a conguaglio in base alla variazione intervenuta nel patrimonio netto di ELAT tra la data di riferimento e la data della cessione.

Il perfezionamento dell’operazione, previsto per la primavera del 2009, è subordinato all’approvazione dell’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, all’inserimento da parte delle Autorità competenti delle Linee AT oggetto di cessione nella Rete di Trasmissione Nazionale, nonché all’emanazione di un provvedimento da parte dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas che riconosca a Terna il gettito tariffario relativo al ramo di azienda in questione.
Scenario di riferimento
Enel e i mercati finanziari

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2008</th>
<th>2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Margine operativo lordo per azione (euro)</td>
<td>2,31</td>
<td>1,59</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo per azione (euro)</td>
<td>1,54</td>
<td>1,10</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto del Gruppo per azione (euro)</td>
<td>0,86</td>
<td>0,63</td>
</tr>
<tr>
<td>Dividendo unitario (euro)</td>
<td>0,49</td>
<td>0,49</td>
</tr>
<tr>
<td>Pay-out ratio (1) (%)</td>
<td>58</td>
<td>78</td>
</tr>
<tr>
<td>Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)</td>
<td>3,30</td>
<td>3,16</td>
</tr>
<tr>
<td>Prezzo massimo dell’anno (euro)</td>
<td>8,21</td>
<td>8,56</td>
</tr>
<tr>
<td>Prezzo minimo dell’anno (euro)</td>
<td>4,10</td>
<td>7,18</td>
</tr>
<tr>
<td>Prezzo medio del mese di dicembre (euro)</td>
<td>4,37</td>
<td>8,18</td>
</tr>
<tr>
<td>Capitalizzazione borsistica (2) (milioni di euro)</td>
<td>27.033</td>
<td>50.585</td>
</tr>
<tr>
<td>Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)</td>
<td>6.186</td>
<td>6.184</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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

Corrente (1)  
<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Peso azioni Enel:</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- su indice MIB 30</td>
<td>9,99%</td>
<td>9,34%</td>
</tr>
<tr>
<td>- su indice FTSE Electricity E300</td>
<td>17,22%</td>
<td>17,26%</td>
</tr>
<tr>
<td>- su indice Bloomberg World Electric</td>
<td>2,62%</td>
<td>2,84%</td>
</tr>
<tr>
<td>Rating Standard &amp; Poor’s</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Outlook</td>
<td>C.W. Negative</td>
<td>Negative</td>
</tr>
<tr>
<td>M/L termine</td>
<td>A-</td>
<td>A-</td>
</tr>
<tr>
<td>Breve termine</td>
<td>A-2</td>
<td>A-2</td>
</tr>
<tr>
<td>Rating Moody’s</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Outlook</td>
<td>C.W. Negative</td>
<td>Negative</td>
</tr>
<tr>
<td>M/L termine</td>
<td>A2</td>
<td>A2</td>
</tr>
<tr>
<td>Breve termine</td>
<td>P-1</td>
<td>P-1</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Dati aggiornati al 9 marzo 2009.

Nel corso del 2008 i mercati finanziari hanno mantenuto un andamento ribassista toccando i livelli minimi tra settembre e ottobre in concomitanza con il crack di alcune istituzioni finanziarie internazionali.

Da settembre ha avuto inizio la fase acuta della crisi che, partita dalle banche e dagli operatori finanziari, ha prodotto i suoi effetti sull’economia reale. Alla luce di ciò, si è assistito, nello scenario economico globale, a una forte diminuzione della fiducia e a una debolezza delle vendite che, congiuntamente alle crescenti difficoltà di accesso al credito, hanno spinto le imprese a tagliare gli ordini determinando una forte contrazione dell’attività produttiva e del mercato del lavoro.

Per fronteggiare tale situazione di crisi, i governi nazionali hanno predisposto piani di salvataggio e azioni correttive dirette a limitare l’impatto della crisi sull’economia reale, grazie anche al ricorso ad aumenti di spesa, investimenti e interventi nei settori più colpiti dalla crisi o strategici, anche a sostegno dell’occupazione e degli ammortizzatori sociali.

In tale contesto, la Federal Reserve ha sostenuto una politica monetaria espansiva tagliando i tassi di interesse, in più riprese, di 4 punti percentuali, portandoli dal 4,25% a un target range tra 0 e 0,25%. Lo stesso ha fatto la Banca Centrale Europea che nel corso del 2008 ha portato i tassi dal 4,0% al 2,50%, con due ulteriori revisioni al ribasso nei primi mesi del 2009, che hanno ridotto il tasso attuale fino all’1,5%.

Alla luce della marcata debolezza del settore finanziario e della forte contrazione...
economica degli ultimi mesi, si è innescata una forte discesa dei mercati azionari mondiali, con un andamento contraddistinto da una elevata volatilità. In tale contesto le principali piazze europee hanno chiuso l’anno in territorio negativo, mostrando un ulteriore peggioramento nei primi mesi del 2009 con il CAC (Francia) che ha mostrato un calo da inizio 2008 di circa il 55%, il FTSE100 (Regno Unito) di circa il 45%, il DAX (Germania) di circa il 54% e l’IBEX (Spagna) del 55%. Nello stesso periodo, gli indici del mercato italiano hanno fatto registrare una delle peggiori performance a livello europeo con lo S&P/MIB in diminuzione del 67% e il Mibtel di circa il 64%.


Al 31 dicembre 2008 l’azionariato Enel è composto per il 21,1% dal Ministero dell’Economia e delle Finanze, per il 10,1% dalla Cassa Depositi e Prestiti, per il 33,7% da investitori istituzionali e per il 35,1% da investitori individuali.

Per ulteriori informazioni è possibile visitare la sezione Investor Relations del sito web istituzionale (www.enel.it) dove sono disponibili:

> dati economico-finanziari, presentazioni e aggiornamenti in tempo reale sull’andamento del titolo;
> informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee;
> aggiornamenti periodici sui temi di corporate governance.

Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: azionisti.retail@enel.com) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683057975; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).
Andamento dei principali indicatori di mercato

Nei grafici seguenti sono rappresentati gli andamenti dei principali indicatori di mercato nei due esercizi di riferimento.

**Prezzo combustibili**

Il mercato dei combustibili nei due esercizi in analisi ha evidenziato un generale trend di crescita dei prezzi che hanno toccato i massimi nel corso dell’estate 2008. In particolare, il greggio ha segnato un incremento del 33,8% con un prezzo medio, per il brent, che è passato da 72,5 dollari al barile del 2007 a 97,0 dollari nel 2008. Il carbone ha registrato nel 2008 un prezzo medio di 147,4 dollari a tonnellata, con un incremento del 66,6% rispetto al 2007 (88,5 dollari a tonnellata). Il prezzo medio...
del gas naturale (indice Belgium Zeebrugge) è passato da 30,5 pence/therm a 58,9 pence/therm, con un incremento del 93,1%. Infine, il prezzo medio dell’olio combustibile BTZ ha subìto un incremento del 42,2%, passando da 371,9 dollari a tonnellata nel 2007 a 529,0 dollari a tonnellata nel 2008.

I mercati monetari nel 2008 e nel 2007 hanno evidenziato andamenti altalenanti, prevalentemente da addebitare alla crisi che ha colpito i mercati finanziari. In particolare, il rapporto euro/dollaro è passato da una media del 2007 pari a 1,37 a una media del 2008 pari a 1,47, con un rialzo del 7,3%. Il tasso Euribor a 6 mesi, invece, è passato da una media del 4,35% nel 2007 al 4,73% nel 2008, pur in presenza di un significativo calo dei tassi nell’ultimo trimestre 2008.

### Andamento economico nei Paesi di riferimento

Nel 2008 l’economia internazionale è stata caratterizzata da una profonda incertezza derivata dallo shock finanziario iniziato nell’estate che si è tradotta a fine anno in una recessione economica globale. Le autorità di governo e monetarie dei vari Paesi sono prontamente intervenute con politiche espansive a sostegno dell’economia, favorite anche dal rientro dei tassi di inflazione. In tale contesto i prezzi delle commodity hanno risentito del peggioramento dei fondamentali e rispetto alle quotazioni della prima parte dell’anno hanno registrato un crollo delle quotazioni in concomitanza dell’acuisi della crisi: il prezzo del Brent dal picco di luglio (146 dollari per barile) è sceso a 42 dollari per barile a fine anno, tornando sui livelli del 2005-2006.

Sul fronte valutario, nella prima metà del 2008, si è assistito a un forte apprezzamento dell’euro nei confronti del dollaro, che ha raggiunto a luglio il picco di 1,60 euro/dollaro, per poi decrescere negli ultimi mesi dell’anno, chiudendo a 1,39 euro/dollaro.

Nel 2008 il PIL mondiale ha registrato una crescita del 2,4%, contro il 3,9% del 2007. Nel 2008 la flessione della crescita del PIL negli Stati Uniti (+1,1% nel 2008 a

<table>
<thead>
<tr>
<th>Cambio euro/dollaro</th>
<th>Euribor a 6 mesi (%)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>1,20</td>
<td>2,5</td>
</tr>
<tr>
<td>1,30</td>
<td>3,0</td>
</tr>
<tr>
<td>1,40</td>
<td>3,5</td>
</tr>
<tr>
<td>1,50</td>
<td>4,0</td>
</tr>
<tr>
<td>1,60</td>
<td>4,5</td>
</tr>
<tr>
<td>1,70</td>
<td>5,0</td>
</tr>
<tr>
<td>1,80</td>
<td>5,5</td>
</tr>
</tbody>
</table>
fronte di un +2,0% nel 2007) e nell’area euro (+0,8% nel 2008 a fronte di un +2,7% nel 2007) è stata determinata principalmente dalla caduta dei consumi delle famiglie e da una forte riduzione degli investimenti, non compensate dalla domanda estera. Sui consumi delle famiglie hanno pesato la caduta degli indici di Borsa e del prezzo degli immobili nonché il peggioramento delle condizioni del mercato del lavoro, mentre gli investimenti hanno risentito degli effetti della restrizione del credito e delle incertezze nelle aspettative sulla domanda. Nell’area euro, in particolare, la recessione registrata nell’ultimo periodo dell’anno ha avuto intensità diverse nei vari Paesi, legate al tipo di intervento governativo adottato e ai differenti modelli di sviluppo. L’economia tedesca, avendo una forte correlazione con il ciclo economico internazionale, è risultata più fragile, mentre in Spagna la crisi del mercato immobiliare ha influito sensibilmente sulla domanda aggregata e sul mercato del lavoro. La recessione dell’economia italiana nel 2008 (PIL -1,0%) si è manifestata prima che l’aggravarsi della crisi finanziaria congelasse i consumi delle famiglie e gli investimenti; inoltre, dopo il miglioramento ottenuto nel biennio 2006-2007, sono peggiorati i dati della finanza pubblica. I Paesi dell’Europa orientale e la Russia hanno registrato un peggioramento del quadro dell’economia reale (rallentamento della produzione industriale e degli investimenti, crescita della disoccupazione), accompagnato da consistenti uscite di capitali e conseguente svalutazione delle valute. Pesanti sono stati gli effetti del crollo delle quotazioni del petrolio sull’economia russa.

In decelerazione la crescita economica dei Paesi dell’America Latina, con un incremento del PIL che nel 2008 è sceso al 4,5%, dal 6% del 2007. L’uscita di capitali ha innescato un processo di deprezzamento delle valute. Nella seguente tabella sono evidenziati i trend di crescita del PIL nei principali Paesi in cui opera Enel.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2008</th>
<th>2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Italia</td>
<td>-1,0</td>
<td>1,6</td>
</tr>
<tr>
<td>Spagna</td>
<td>1,1</td>
<td>3,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Portogallo</td>
<td>0,3</td>
<td>1,9</td>
</tr>
<tr>
<td>Francia</td>
<td>0,7</td>
<td>2,1</td>
</tr>
<tr>
<td>Grecia</td>
<td>3,0</td>
<td>4,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Bulgaria</td>
<td>5,3</td>
<td>6,2</td>
</tr>
<tr>
<td>Romania</td>
<td>7,3</td>
<td>6,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Slovacchia</td>
<td>6,8</td>
<td>10,4</td>
</tr>
<tr>
<td>Russia</td>
<td>5,6</td>
<td>8,1</td>
</tr>
<tr>
<td>Argentina</td>
<td>7,0</td>
<td>8,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Brasile</td>
<td>5,1</td>
<td>5,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Cile</td>
<td>3,4</td>
<td>5,1</td>
</tr>
<tr>
<td>Colombia</td>
<td>3,5</td>
<td>7,5</td>
</tr>
<tr>
<td>Messico</td>
<td>1,3</td>
<td>3,3</td>
</tr>
<tr>
<td>Perù</td>
<td>9,6</td>
<td>8,9</td>
</tr>
<tr>
<td>USA</td>
<td>1,1</td>
<td>2,0</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Fonte: Elaborazioni Enel su dati Global Insight, EUROSTAT, IMF, OECD, Lehman, Credit Suisse, Morgan Stanley, Goldman Sachs, UBS.
Il mercato dell’energia

PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Produzione lorda:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- termoelettrica</td>
<td>260.228</td>
<td>265.764</td>
<td>-5.536 (-2,1%)</td>
</tr>
<tr>
<td>- idroelettrica</td>
<td>45.511</td>
<td>38.481</td>
<td>7.030 (18,3%)</td>
</tr>
<tr>
<td>- geotermoelettrica e da altre fonti</td>
<td>12.155</td>
<td>9.643</td>
<td>2.512 (26,0%)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale produzione lorda</td>
<td>317.894</td>
<td>313.888</td>
<td>4.006 (1,3%)</td>
</tr>
<tr>
<td>Consumi servizi ausiliari</td>
<td>-12.354</td>
<td>-12.589</td>
<td>235 (1,9%)</td>
</tr>
<tr>
<td>Produzione netta</td>
<td>305.540</td>
<td>301.299</td>
<td>4.241 (1,4%)</td>
</tr>
<tr>
<td>Importazioni nette</td>
<td>39.566</td>
<td>46.283</td>
<td>-6.717 (-14,5%)</td>
</tr>
<tr>
<td>Energia immessa in rete</td>
<td>345.106</td>
<td>347.582</td>
<td>-2.476 (-0,7%)</td>
</tr>
<tr>
<td>Consumi per pompaggi</td>
<td>7.464</td>
<td>7.654</td>
<td>190 (2,5%)</td>
</tr>
<tr>
<td>Energia richiesta sulla rete</td>
<td>337.642</td>
<td>339.928</td>
<td>-2.286 (-0,7%)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2008).

L’energia richiesta in Italia risulta in diminuzione dello 0,7% rispetto ai valori registrati nel 2007, attestandosi a 337,6 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l’88,3% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,4% nel 2007) e per il restante 11,7% dalle importazioni nette (13,6% nel 2007);

le importazioni nette del 2008 registrano un decremento di 6,7 TWh, in virtù del minore differenziale dei prezzi dell’energia elettrica tra gli altri mercati europei e il mercato nazionale nei due periodi di riferimento;

la produzione lorda è in crescita dell’1,3% (+4,0 TWh), a seguito di una marcata crescita della fonte idroelettrica (+7,0 TWh), dovuta alle favorevoli condizioni di idraulicità, e della crescita della produzione geotermoelettrica e da altre fonti (+2,5 TWh), parzialmente compensate dalla riduzione della produzione da fonte termoelettrica (-5,5 TWh).

ANDAMENTO DEI PREZZI DI VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Utente domestico con consumo annuo di 2,700 kWh (centesimi di euro/kWh):</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Prezzo al lordo di imposte</td>
<td>16,5</td>
<td>17,2</td>
<td>17,9</td>
<td>18,1</td>
<td>15,6</td>
<td>15,5</td>
<td>15,5</td>
<td>15,9</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Fonte: Gestore del Mercato Elettrico, 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 2008 un incremento del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell’energia elettrica del 22,5% rispetto all’esercizio precedente. Il prezzo finale (al lordo di imposte) per l’utenza domestica, stabilito dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas, registra un incremento dell’11,5%, prevalentemente per effetto della crescita delle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento e disquilibrio.
Il mercato del gas

DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Residenziale e commerciale</td>
<td>29,4</td>
<td>28,2</td>
<td>1,2</td>
</tr>
<tr>
<td>Industriale</td>
<td>19,1</td>
<td>19,9</td>
<td>(0,8)</td>
</tr>
<tr>
<td>Termoelettrico</td>
<td>34,2</td>
<td>34,3</td>
<td>(0,1)</td>
</tr>
<tr>
<td>Altro (1)</td>
<td>2,1</td>
<td>2,5</td>
<td>(0,4)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>84,8</td>
<td>84,9</td>
<td>(0,1)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Include altri consumi e perdite.
Fonte: Elaborazioni Enel su dati Ministero delle Attività Produttive e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia si mantiene sostanzialmente invariata.
La crescita dei consumi residenziali e commerciali è stata sostanzialmente controbilanciata da una riduzione nei consumi industriali.

ANDAMENTO PREZZI

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Utente medio nazionale con consumi inferiori a 200.000 m³ annui (centesimi di euro/m³):</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Prezzo al lordo imposte</td>
<td>69,4</td>
<td>72,3</td>
<td>75,7</td>
<td>80,1</td>
<td>69,6</td>
<td>66,8</td>
<td>65,7</td>
<td>67,6</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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

I prezzi di vendita del gas naturale in Italia nei due esercizi a confronto hanno subito un incremento medio del 10,3% con un prezzo che, al lordo di imposte, nel corso dell’anno ha seguito un trend di crescita costante riflettendo sostanzialmente l’andamento dei prezzi medi di approvvigionamento.

Aspetti normativi e tariffari

Il pacchetto clima ed energia


Tra i maggiori temi di interesse contenuti nel pacchetto sono presenti:
> la revisione del sistema di emission trading con:
   - definizione di cap di emissione a livello europeo, con conseguente eliminazione dei piani nazionali di assegnazione;
   - introduzione dell’asta per l’assegnazione delle quote (con deroghe per cogenerazione ad alto rendimento, settori particolarmente esposti alla concorrenza internazionale, Paesi con problematiche associate al livello di interconnessione e dipendenza da singoli combustibili fossili);
   - limitazione della possibilità di accesso all’uso dei crediti da clean development mechanism;
> la definizione di obiettivi per i singoli Stati membri per lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia con:

– delega agli Stati membri per la definizione degli obiettivi settoriali;
– introduzione di strumenti di cooperazione tra gli Stati membri e di trading delle garanzie d’origine nella loro accezione più ampia;
– limitata possibilità di trading con Paesi terzi;

> l’introduzione di misure per lo sviluppo della tecnica della cattura e sequestro dell’anidride carbonica (CCS - Carbon Capture and Storage) con:

– previsione della creazione di spazi per installare strutture strumentali alla CCS e realizzazione dei relativi studi di fattibilità per tutti quegli impianti autorizzati dopo l’entrata in vigore della direttiva e con una capacità installata superiore ai 300 MW;
– definizione di obblighi e responsabilità per i gestori dei depositi geologici;
– disponibilità di meccanismi per il finanziamento di progetti dimostrativi.

**Proposta di direttiva sulle emissioni inquinanti industriali**

A livello comunitario il 21 dicembre 2007 è stata pubblicata una proposta di direttiva “sulle emissioni degli impianti industriali (prevenzione e riduzione integrate dell’inquinamento)” che intende riunire le disposizioni contenute in sette diverse direttive tra cui la direttiva n. 96/61/CE, cosiddetta “IPPC”, riguardante la limitazione delle emissioni nell’atmosfera di alcuni agenti inquinanti originati dai grandi impianti di combustione e dall’incenerimento dei rifiuti. La proposta di direttiva intende, tra l’altro, assumere, di norma, come valori limite di emissione vincolanti a partire dal 2016 quelli associati con le migliori tecnologie disponibili, descritte nei documenti guida, i cosiddetti BREFs (*Best available technologies Reference documents*), con ciò limitando sensibilmente la flessibilità lasciata agli Stati membri nel tenere conto della tecnologia impiegata, dell’ubicazione geografica degli impianti e dell’effettiva situazione ambientale locale.

La proposta di direttiva intende, inoltre, estendere il proprio campo di applicazione agli impianti di combustione con potenza termica superiore o uguale a 20 MW, rispetto alla soglia di 50 MW termici della direttiva IPPC.

Attualmente è in corso il dibattito tra Parlamento, Commissione e Presidenza francese sui testi di compromesso proposti. La proposta di direttiva dovrà essere approvata con procedura di codecisione da parte del Parlamento e del Consiglio Europeo. Il voto è previsto in prima lettura per marzo 2009.

**Decreto legge “Anti-crisi”**

Il 29 novembre 2008 è stato adottato il decreto legge n. 185/08, noto come decreto “Anti-crisi” e successivamente convertito il 28 gennaio 2009 (legge n. 2/2009), che introduce nuove disposizioni sul mercato elettrico all’ingrosso e sulle tariffe finali.

In particolare, l’art. 3 del decreto legge prevede che l’Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEG) adotti misure volte ad adeguare i prezzi dell’energia elettrica e del gas naturale all’attuale diminuzione del prezzo del petrolio e attribuisce, sempre all’AEEG, la facoltà di adottare meccanismi per la promozione della concorrenza nelle zone dove si verificano anomalie di mercato. Inoltre, lo stesso art. 3 formula alcuni indirizzi per la possibile introduzione di un nuovo sistema di definizione dei prezzi di Borsa basato sul riconoscimento al produttore del prezzo offerto da ciascun impianto, in luogo del prezzo definito dall’impianto margin ale previsto dall’attuale sistema, e prevede l’introduzione di misure volte a modificare l’organizzazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) al fine di contenere gli oneri per i clienti finali.
**Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica**

Enel è attualmente titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel (sulla frontiera elvetica, con scadenza 31 dicembre 2011). L’energia importata in esecuzione di tale contratto è ceduta all’Acquirente Unico, a un prezzo stabilito, e destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela.

Per l’anno 2008, il Ministro dello Sviluppo Economico, con decreto del 18 dicembre 2007, ha confermato la riserva di capacità di trasporto sulla frontiera Italia-Svizzera per il contratto con Atel e ha fissato per il primo trimestre 2008 un prezzo pari a 68 euro/MWh prevedendo un aggiornamento, per i trimestri successivi, secondo criteri definiti dall’AEEG, che ha confermato con la delibera n. 329/07 le modalità in vigore per il 2007. Successivamente, il prezzo del secondo trimestre 2008 è stato di 70,09 euro/MWh, per il terzo trimestre è stato di 74,53 euro/MWh, per il quarto trimestre è stato di 79,20 euro/MWh.

Per l’anno 2009 il Ministro dello Sviluppo Economico con decreto del giorno 11 dicembre 2008 ha riconfermato la riserva di capacità di trasporto sulla frontiera Italia-Svizzera, ha fissato un prezzo pari a 78 euro/MWh per il primo trimestre 2009 e, infine, ha modificato le modalità di aggiornamento del prezzo di cessione introducendo una metodologia di calcolo basata su un’indicizzazione trimestrale del PUN (Prezzo Unico Nazionale).

**Mercato**

**Decreto “Tariffa sociale”**

A seguito del decreto interministeriale 28 dicembre 2007 che definisce i criteri per l’applicazione della nuova tariffa sociale per i clienti domestici in condizioni di disagio economico e per quelli che utilizzano apparecchiature elettromedicali “salvavita”, l’AEEG, con la delibera ARG/elt n. 117/08, ha definito le modalità applicative della stessa prevedendo il riconoscimento in bolletta di una componente tariffaria compensativa. La compensazione riconosciuta (per i clienti in stato di disagio economico da 60 euro a 135 euro per il 2008 e da 58 euro a 130 euro per il 2009) sarà finanziata mediante la nuova componente tariffaria “AS”.

Per quanto riguarda la fornitura di gas naturale, dal 1° gennaio 2009, l’art. 3 del decreto legge “Anti-crisi” stabilisce l’introduzione di una compensazione della spesa per le famiglie economicamente svantaggiate. La compensazione viene riconosciuta in forma differenziata per zone climatiche, nonché in forma parametrata al numero dei componenti della famiglia, in modo tale da determinare una riduzione della spesa (al netto delle imposte) indicativamente del 15%.

L’AEEG ha il compito di definire le modalità applicative prevedendo una componente tariffaria a carico della clientela non domestica per finanziare la compensazione.

**Qualità commerciale della vendita**

Con la delibera ARG/com n. 164/08, integrata poi dalla delibera ARG/com n. 199/08, l’AEEG ha emanato il testo integrato delle nuove disposizioni sulla qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e gas. L’AEEG fissa regole più stringenti in capo a venditori e distributori riguardo ai tempi di risposta ai reclami e di rettifica di errori di fatturazione. Il venditore è inoltre individuato come unico interlocutore del cliente finale. La nuova normativa si applicherà a partire dal 1° luglio 2009.

Inoltre, l’AEEG ha determinato la pubblicazione comparativa delle performance dei livelli specifici di qualità del servizio dei venditori.
Confrontabilità delle offerte commerciali

Con delibera ARG/com n. 151/08 l’AEEG ha definito il regolamento per la partecipazione al nuovo sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas. Il regolamento prevede la partecipazione delle imprese su base volontaria con un avvio limitato inizialmente alle sole offerte relative alle fornitura di energia elettrica e in seguito esteso al gas naturale.

Energia elettrica

Liberalizzazione del servizio di vendita

Con il decreto legge n. 73/2007 del 18 giugno 2007 (convertito in legge n. 125/07 entrata in vigore il 15 agosto 2007), il Governo ha definito il quadro normativo in vista della completa liberalizzazione del mercato retail a decorrere dal 1° luglio 2007, che prevede:

> disposizioni per garantire la fornitura dell’energia elettrica ai clienti domestici e alle piccole imprese collegate in bassa tensione (con meno di 50 dipendenti e fatturato annuo inferiore a 10 milioni di euro) che non scelgono un fornitore sul mercato libero. Tale servizio, denominato “servizio di maggior tutela”, viene fornito da società di vendita create ad hoc e collegate ai distributori (dal 1° gennaio 2008 Enel Servizio Elettrico fornisce energia ai clienti allacciati alle reti di Enel Distribuzione e Vallenergie ai clienti allacciati alla rete di Deval);

> la presenza di un fornitore di salvaguardia, individuato tramite procedure concorsuali, per i clienti non ammessi al servizio di maggior tutela e che non scelgono un fornitore sul mercato libero.

Con il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 23 novembre 2007 e successivo decreto dell’8 febbraio 2008 sono state disciplinate le procedure di assegnazione del servizio di salvaguardia tramite asta, prevedendo che la fornitura dei clienti in regime di salvaguardia venga affidata a soggetti individuati tramite aste svolte su base territoriale (l’AEEG ha definito sei aree territoriali). In particolare, è stata prevista una assegnazione per il periodo 1° maggio - 31 dicembre 2008 e durate biennali per le assegnazioni successive. Pertanto, fino al 1° maggio 2008 il servizio di salvaguardia è stato gestito dalle imprese di distribuzione o società collegate, mentre le aste relative al periodo 1° maggio - 31 dicembre 2008 sono state aggiudicate a Enel Energia per le aree del centro-sud. Con riferimento alle aste per il periodo 2009-2010, l’AEEG, con delibera ARG/elt n. 122/08, ha previsto un incremento del numero delle aree territoriali messe a gara, portandolo dalle attuali sei a dodici. In esito alle aste, Enel Energia, oltre alle suddette aree già servite nel 2008 (a eccezione di Toscana, Umbria e Marche), si è aggiudicata Piemonte, Valle d’Aosta, Liguria e Lombardia. Il valore medio del premio offerto da Enel Energia nelle 8 aree aggiudicate è di circa 21,5 euro/MWh. L’AEEG ha previsto, inoltre, alcune novità regolatorie a tutela del contratto di trasporto fra distributore ed esercente la salvaguardia. In particolare, ha previsto l’introduzione del principio di copertura dei crediti in capo ai distributori per possibili inadempienze del contratto di trasporto da parte della società di vendita esercente la salvaguardia (delibera ARG/elt n. 143/08) e l’obbligo per i prossimi aggiudicatari delle aste del servizio di salvaguardia di versare almeno il 90% delle garanzie finanziarie relative ai contratti di trasporto fissate dal distributor (delibera ARG/elt n. 146/08).

Inoltre, l’AEEG ha adottato ulteriori provvedimenti volti a completare il quadro regolatorio del mercato retail. In particolare, con delibera ARG/elt n. 4/08, l’AEEG ha introdotto una disciplina relativa alla gestione dei casi di morosità dei clienti finali a tutela del credito delle società di vendita consentendo...
la sospensione della fornitura ai clienti morosi anche nel mercato libero.
L’AEEG ha altresì riformato la disciplina di attribuzione di profili convenzionali di prelievo per i clienti non dotati di misuratori orari (load profiling), al fine di determinare i costi di acquisto dell’energia e del dispacciamento per tali clienti, prevedendo, a partire dal 1° aprile 2008, il trattamento orario dei siti con potenza installata superiore a 55 kW e il progressivo trattamento per fasce orarie (F1, F2, F3) dei siti con potenza inferiore a 55 kW. Ciò garantisce che i prezzi applicati ai clienti finali dagli utenti del dispacciamento siano più coerenti con l’effettivo profilo di consumo dei suddetti clienti. Successivamente, le delibere ARG/elt n. 36/08 e n. 135/08 hanno differito il trattamento orario dei siti con potenza superiore a 55 kW rispettivamente al 1° ottobre 2008 e al 1° aprile 2009.
Con delibera ARG/elt n. 56/08 l’AEEG ha stabilito l’applicazione obbligatoria di corrispettivi di vendita articolati per fasce orarie nell’ambito del servizio di maggior tutela, prevedendo, però, un periodo transitorio nel quale i medesimi clienti possono scegliere fra corrispettivi multiorari e monorari e rendendo in tal modo graduale il passaggio da corrispettivi di vendita monorari a corrispettivi di vendita articolati per fascia. La durata di tale periodo è differenziata per tipologia di cliente e per potenza: fino al 31 dicembre 2008 per i clienti non domestici con potenza impegnata maggiore di 15 kW; fino al 31 marzo 2009 per i clienti non domestici con potenza impegnata inferiore a 15 kW; fino al 31 dicembre 2009 per i clienti domestici.
Enel Energia ha impugnato tale delibera nella parte in cui introduce il suddetto periodo transitorio. Tale periodo transitorio generava, infatti, il rischio che alcuni clienti del mercato libero, in particolare le piccole imprese con prelievi in ore di punta, decidessero di rientrare nel servizio di maggior tutela. Al fine di garantire la gradualità nel passaggio ai corrispettivi di vendita per fascia, l’AEEG, con delibera n. 171/08, ha poi definito, per tutto il 2009, corrispettivi di gradualità per fascia da applicare sia ai clienti non domestici serviti in maggior tutela sia a quelli serviti sul mercato libero. In seguito all’introduzione dei corrispettivi di gradualità per fascia che, di fatto, evita arbitraggi fra mercato libero e maggior tutela, e in considerazione del fatto che il rischio di passaggi dei clienti dal mercato libero alla maggior tutela non si è manifestato, Enel Energia ha ritirato l’impugnativa della delibera ARG/elt n. 56/08.

Tariffe e aggiornamenti tariffari
Con la delibera n. 352/07 l’AEEG aveva definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il primo trimestre 2008, prevedendo in media un incremento dei corrispettivi per i clienti finali del 2,4% circa rispetto a quelli fissati nel trimestre precedente. In particolare, l’AEEG aveva incrementato il corrispettivo PED a copertura dei costi sostenuti dall’esercente la maggior tutela per l’approvvigionamento dell’energia elettrica di 5,1 euro/MWh (+5,3%) e diminuito la componente UC1 a copertura dei deficit tariffari relativi agli anni precedenti di 1,2 euro/MWh.
Successivamente, con le delibere ARG/elt n. 37/08 e n. 38/08, l’AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il secondo trimestre 2008, prevedendo, in media, un incremento dei corrispettivi per i clienti finali del 3,19% circa rispetto a quelli fissati per il trimestre precedente. In particolare, l’AEEG ha incrementato il corrispettivo PED mediamente del 6,7% e aumentato la componente UC1 di 2,5 euro/MWh.
Con le delibere ARG/elt n. 85/08 e n. 86/08 l’AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il terzo trimestre 2008, prevedendo un incremento dei corrispettivi del 4,32% per i clienti domestici (consumo 2.700
kWh e potenza impegnata 3 kW) e del 6,4% per le piccole imprese (consumo 6.000 kWh e potenza impegnata 6 kW). In particolare, l’AEEG ha incrementato la componente PED per tali tipologie di clienti rispettivamente di 6,78 euro/MWh (+6,4%) e di 12,5 euro/MWh (+12%) e mantenuto invariate le componenti tariffarie A (oneri di sistema) e la componente UC1.

Con le delibere ARG/elt n. 137/08 e n. 138/08 l’AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il quarto trimestre 2008, prevedendo un incremento dei corrispettivi dello 0,8% per i clienti domestici (consumo 2.700 kWh e potenza impegnata 3 kW) e dello 0,5% per le piccole imprese (consumo 6.000 kWh e potenza impegnata 6 kW). In particolare, per tali tipologie di clienti la componente PED, a copertura dei costi di approvvigionamento e dispacciamento, è stata incrementata rispettivamente di 4,6 euro/MWh e di 4 euro/MWh. Inoltre, sono stati ridotti gli oneri di sistema (in particolare è stata azzerata la componente A6 a copertura degli stranded cost) ed è stata diminuita di 2,5 euro/MWh la componente UC1 per la copertura fino al 31 dicembre 2007 degli oneri della perequazione.

Con le delibere ARG/elt n. 190/08 e n. 191/08 l’AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il primo trimestre 2009, prevedendo una riduzione della tariffa finale del 5,1% per i clienti domestici (consumo 2.700 kWh e potenza impegnata 3 kW). In particolare, la componente PED, a copertura dei costi di approvvigionamento e dispacciamento, è stata diminuita di circa 15 euro/MWh. L’AEEG ha inoltre introdotto la componente PPE a copertura degli squilibri del sistema di perequazione relativi al 2008, posta pari a 5,25 euro/MWh, mantenendo, al contempo, la componente UC1, ridotta a 1,5 euro/MWh, a copertura del deficit di perequazione residuo relativi agli anni 2006 e 2007. Inoltre, al fine di minimizzare l’impatto sul bilancio delle imprese di vendita esercenti il servizio di maggior tutela, la delibera ARG/elt n. 190/08 ha previsto che il corrispettivo PPE venga direttamente trattenuto da queste ultime senza l’intermediazione della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.

Regole per la cessione dell’energia CIP 6 da parte del Gestore dei Servizi Elettrici

Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 15 dicembre 2007 ha confermato, anche per il 2008, la cessione in Borsa da parte del Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) dell’energia CIP 6 e l’assegnazione, pro quota ai richiedenti, di
“Contratti per differenza”, sulla base del consumo medio annuo di energia elettrica. Per il 2008 il citato decreto ha previsto un prezzo del primo trimestre 2008 pari a 68 euro/MWh mentre la quantità complessivamente assegnata è pari a 4.900 MW, di cui il 75% da destinare al mercato libero e di salvaguardia (Enel Energia è risultata assegneraria di 1.035 MW) e la quota restante all’Acquirente Unico per la fornitura dei clienti finali compresi nel servizio di maggior tutela. Con delibera n. 311/07 l’AEEG ha confermato per l’anno 2008 le modalità di aggiornamento del prezzo di cessione in vigore nel 2007. Per il secondo trimestre 2008 il valore del prezzo di cessione del CIP 6 è stato fissato pari a 68,23 euro/MWh, per il terzo trimestre è stato pari a 68,77 euro/MWh e per il quarto trimestre è stato pari a 80,40 euro/MWh.

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 25 novembre 2008 sono state definite le modalità di assegnazione dell’energia CIP 6 al mercato per l’anno 2009, prevedendo un prezzo per il primo trimestre pari a 78 euro/MWh e mantenendo inalterata la formula di aggiornamento in corso d’anno. La quantità complessivamente assegnabile è scesa a 4.300 MW, di cui il 20% è destinata all’Acquirente Unico in qualità di fornitore del mercato tutelato. Enel Energia è risultata assegneraria di 1.035 MW, su 3.440 MW assegnati al mercato libero.

Istruttorie e indagini conoscitive
Con sentenza n. 321/08 del 13 febbraio 2008, il TAR Lombardia ha accolto il ricorso di Enel annullando la delibera n. 66/07 con la quale 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. In questa sentenza il TAR ha escluso l’esistenza di una norma che imponesse la pubblicità in bolletta della forma gratuita di pagamento e ogni colpevolezza dei comportamenti di Enel Distribuzione. In base a questa sentenza Enel ha chiesto all’AEEG la restituzione della sanzione pagata mentre in data 3 giugno 2008 l’AEEG ha presentato appello nei confronti della citata sentenza del TAR.


Con delibera VIS n. 68/08 l’AEEG ha avviato un’istruttoria conoscitiva in merito a possibili anomalie nell’applicazione della disciplina del servizio di salvaguardia. L’istruttoria è dovuta, in particolare, alle recenti segnalazioni di Exergy (assegnatario delle aste per le aree del Nord per il periodo maggio-dicembre 2008) all’AEEG, relative a presunte inadempienze di Enel nella trasmissione di dati anagrafici e nell’attribuzione di punti di prelievo. Con delibera VIS n. 113/08 il termine per la conclusione dell’istruttoria è stato prorogato dal 31 dicembre 2008 al 28 febbraio 2009. Exergy ha citato Enel Distribuzione ed Enel Servizio Elettrico al tribunale di Roma per l’eventuale risarcimento dei danni.

Per quanto riguarda il procedimento dell’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) per abuso di posizione dominante (Enel Distribuzione avrebbe subordinato la conclusione di nuovi contratti di fornitura di energia elettrica al pagamento da parte dei clienti richiedenti la nuova fornitura di morosità attribuibili a clienti precedenti), il 22 gennaio 2008 Enel SpA ed Enel Distribuzione hanno presentato la relazione finale sugli impegni presi e le misure adottate che, successivamente a una ulteriore richiesta di chiarimenti e informazioni dell’AGCM,
sono stati integrati prevedendo una specifica in bolletta in merito alla procedura di rimborso rapido. Con provvedimento dell’11 marzo 2008 l’AGCM ha ritenuto la comunicazione in bolletta sufficiente rispetto all’obbligo di pubblicità previsto. Il 21 febbraio 2008 l’AGCM ha aperto il procedimento per pratiche commerciali scorrette PS/91 nei confronti di quattro società del Gruppo: Enel SpA, Enel Energia SpA, Enel Servizio Elettrico SpA ed Enel Distribuzione SpA. Il procedimento ha come oggetto l’attivazione di forniture non richieste di energia elettrica e gas sul mercato libero, nonché la diffusione di una campagna pubblicitaria idonea a indurre in errore i destinatari in quanto non sufficientemente chiara in merito alla distinzione tra mercato della maggior tutela e mercato libero. Il 4 settembre 2008 l’AGCM ha sanzionato Enel Energia SpA ed Enel SpA rispettivamente per 1.100.000 euro e per 100.000 euro.


Il 29 agosto 2008 è stata comunicata l’apertura di un procedimento, per pratiche commerciali scorrette (PS/491), nei confronti di Enel Energia SpA nel quale si contesta la mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e l’emissione di fatture presuntive in relazione ai consumi di energia elettrica non rispondenti ai consumi effettivi. Il procedimento è stato chiuso, senza accertamento d’infrazioni per Enel Energia.

dovute e per tale ragione non ha provveduto al pagamento degli oneri di trasporto per le attività nel frattempo regolarmente eseguite dal distributore. Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel SpA hanno presentato alcuni impegni al fine di giungere alla chiusura anticipata del procedimento senza accertamento dell'infrazione. La chiusura del procedimento è prevista per il 31 ottobre 2009.

Gas

Tariffe e aggiornamenti tariffari
Con delibera n. 79/07, l’AEEG ha introdotto una maggiorazione provvisoria della componente materia prima a copertura di maggiori costi di approvvigionamento sostenuti dagli operatori, pari a 1,5 centesimi di euro/m³. Le delibere ARG/gas n. 52/08 e ARG/gas n. 100/08 hanno rispettivamente prorogato al 30 settembre 2008, prima, e al 30 settembre 2009, poi, la maggiorazione della materia prima, la cui scadenza era inizialmente fissata per il 30 giugno 2008.

Con delibera n. 89/08 si è invece concluso il processo di rinegoziazione dei contratti di compravendita di gas naturale sottoscritti nel periodo di validità della delibera n. 248/04 in base ai criteri definiti dalla delibera n. 79/07.

Con delibere n. 346/07, ARG/gas n. 39/08, ARG/gas n. 84/08 e ARG/gas n. 141/08 l’AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale nel corso del 2008. Complessivamente si è registrato un aumento del prezzo per il cliente domestico (consumo 1.400 m³/anno) del 16%.

L’aumento della componente materia prima nel corso del 2008 è invece stato pari al 55% ed è attribuibile all’incremento del prezzo internazionale dei prodotti petroliferi.

Come disposto dall’art. 3, comma 8, del decreto legge n. 185/08, al fine di assicurare una riduzione della tariffe in linea con la diminuzione dei prodotti petroliferi, l’AEEG ha deciso di eliminare la soglia di invarianza da cui dipendono gli aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura. Tale disposizione (delibera ARG/gas n. 192/08) ha permesso di aggiornare le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre 2009 riducendo la componente materia prima del 2% e fissando un prezzo pari a 79,33 centesimi di euro/m³ per il cliente domestico (consumo 1.400 m³/anno) con una riduzione del prezzo del gas dell’1% rispetto al trimestre precedente.

Fornitore di ultima istanza
Con la delibera n. 10/07 l’AEEG ha definito la procedura per l’individuazione dei fornitori di ultima istanza di gas naturale.


Con la delibera ARG/gas n. 39/08 l’AEEG ha previsto una maggiorazione al corrispettivo per la commercializzazione all’ingrosso per costituire un fondo a copertura degli oneri derivanti dall’attività di fornitore di ultima istanza.

Standard di comunicazione
Con delibera ARG/gas n. 185/08 l’AEEG ha definito i flussi e i contenuti minimi informativi delle comunicazioni tra distributori e venditori. La stessa delibera ha prorogato inoltre al 1º luglio 2009, rispetto al 1º aprile 2009, l’adozione obbligatoria di strumenti di comunicazione evoluti da parte dei grandi distributori.
Istruttorie e indagini conoscitive
Con la delibera VIS n. 50/08 l’AEEG ha chiuso l’istruttoria formale, aperta nei confronti di Enel Energia con delibera n. 300/07, per il calcolo del gas consumato dai piccoli consumatori, irrogando una sanzione amministrativa, pari al minimo edittale (circa 26.000 euro), avendo riscontrato la violazione in soli due Comuni e dando atto a Enel Energia di aver posto rimedio alla violazione.
L’11 agosto scorso l’AGCM ha avviato un procedimento per pratiche commerciali scorrette (PS/1874) nei confronti di Enel Energia, contestando la mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e l’emissione di fatture presuntive in relazione a consumi di gas non rispondenti ai consumi effettivi e stimati in base a criteri non precisi. Il 3 dicembre 2008 è stato adottato il provvedimento finale, con cui l’AGCM ha sanzionato Enel Energia per 90.000 euro.

Generazione ed Energy Management
Impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico
Il 23 luglio 2008 l’AEEG ha pubblicato la delibera n. 97/08 con la quale prevede che gli impianti di produzione presenti in Sicilia e Sardegna siano inseriti nel numero delle unità essenziali alla sicurezza del sistema elettrico. Tale disciplina prevede che, in alcuni periodi dell’anno e per quote di potenza che dipendono dalla esigenza di sicurezza del sistema elettrico, le unità siano soggette a un regime amministrato.

Oneri emergenza gas
Con la delibera ARG/gas n. 133/08 l’AEEG ha deliberato il pagamento da parte della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, entro il 31 dicembre 2008, degli importi relativi agli oneri riconosciuti per i maggiori costi sostenuti da Enel Produzione nel corso dell’emergenza climatica del 2006. Il versamento nei confronti di Enel Produzione è stato di circa 66 milioni di euro.

Pagamento stranded cost
Mercati a termine
Il 3 novembre 2008 sono state avviate le piattaforme organizzate per la contrattazione a termine di energia elettrica con scambio fisico (MTE - gestita dal GME) e di prodotti finanziari sull’energia elettrica (IDEX - gestita da Borsa Italiana). Enel Trade partecipa a entrambe le piattaforme.

“Mercato dei Servizi di Dispacciamento” (MSD)
Con la delibera n. 308/07 l’AEEG ha approvato la proposta presentata da Terna riguardante nuove procedure concorsuali per la stipula di contratti a termine sul MSD per l’anno 2008. A febbraio e marzo 2008 Terna ha concluso contratti relativi al secondo trimestre 2008 per i quali Enel è risultata aggiudicataria di alcuni prodotti. Il citato decreto legge n. 185/08 del 29 novembre 2008 ha di fatto dato inizio a un processo di riforma di MSD che prevederà l’avvio di gruppi di lavoro con la partecipazione di soggetti istituzionali e operatori del mercato.

Misure per fronteggiare l’emergenza gas
La procedura di emergenza climatica, approvata con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 23 novembre 2007, ha definito misure per far fronte alla mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli e altre tipologie di emergenze.
A garanzia della sicurezza del sistema gas, nell’ambito della procedura di emergenza, il Ministro dello Sviluppo Economico ha inoltre introdotto, con proprio decreto dell’11 settembre 2007, la procedura relativa all’obbligo di contenimento dei consumi di gas.
Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 30 ottobre 2008 rivede alcune condizioni di partecipazione all’obbligo di contenimento dei consumi di gas per l’anno termico 2008-2009, confermando per i produttori di energia elettrica la sola partecipazione al contenimento tramite contributo economico per finanziare gli incentivi a favore dei soggetti coinvolti nella procedura. La delibera ARG/gas n. 160/08 conferma il valore del corrispettivo per la contribuzione a titolo oneroso.
Nel gennaio 2009 le forniture di gas all’Italia hanno registrato una forte riduzione dovuta all’acuirsi delle tensioni fra Russia e Ucraina e a un guasto sul gasdotto Transmed. In seguito a questa situazione, che ha comportato un aumento consistente del ricorso agli stoccaggi, il Ministro dello Sviluppo Economico con decreto del 7 gennaio 2009 ha imposto un nuovo obbligo alla massimizzazione delle importazioni di gas nel periodo tra gennaio e marzo 2009.

Oneri CIP 6, revisione del Costo Evitato di Combustibile (CEC)
Il 22 gennaio 2008 il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso dell’AEEG ripristinando la vigenza della delibera n. 249/06 con la quale l’AEEG stessa aveva introdotto una nuova modalità di aggiornamento del Costo Evitato di Combustibile (CEC) riconosciuto agli impianti CIP 6, che comportava sostanziali riduzioni della remunerazione di tali impianti e che, a seguito dei ricorsi da parte di alcuni operatori, era stata annullata dal TAR. Con la delibera n. 154/08 del 21 ottobre 2008 l’AEEG ha confermato la metodologia di aggiornamento del CEC definita con la delibera n. 249/06, introducendo un prezzo di riferimento collegato alle forniture per le utenze termoelettriche.
In data 19 dicembre 2008 l'AEEG ha pubblicato un documento di consultazione sulle modalità di determinazione del valore di acconto del CEC per l’anno 2009 e seguenti. L’AEEG, infatti, ritiene opportuno regolare anche le modalità di definizione del CEC in acconto, tenendo in considerazione l’effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale, come previsto dalla legge n. 244/07.

**Tariffe rigassificazione del GNL - terzo periodo regolatorio**

La delibera ARG/gas n. 92/08 definisce le tariffe per il servizio di rigassificazione per il periodo 2008-2012. Allo scopo di incentivare la costruzione di nuova capacità di rigassificazione l’AEEG ha introdotto una maggiorazione alla remunerazione dei nuovi investimenti e un fattore di garanzia che assicura il recupero del 64% dei costi operativi sostenuti dal rigassificatore per 20 anni (non si applica ai terminali con esenzione all’accesso a terzi almeno pari all’80%). Inoltre, la delibera ha previsto un tasso annuale di recupero di produttività (X-factor) pari allo 0% per i terminali di nuova costruzione, quale ulteriore incentivo a favore degli operatori dei terminali stessi.

**Emission Trading**


Il cap complessivo di quote ammonta a 201,63 Mton annue di CO₂; al settore termoelettrico sono state assegnate 85,29 Mton annue di CO₂ esclusa la riserva per i nuovi entranti. Nella decisione finale è previsto l’utilizzo dei crediti CER/ERU (credit derivanti dai meccanismi flessibili CDM – Clean Development Mechanism – e JI – Joint Implementation – che consentono di contabilizzare le riduzioni delle emissioni di CO₂ derivanti da progetti effettuati in Paesi esteri ai fini del soddisfacimento degli obblighi previsti dal Protocollo di Kyoto), in maniera differenziata fra i gestori dei diversi settori. In particolare, il settore termoelettrico beneficia di un limite percentuale maggiorato (19,3%) rispetto a quello medio richiesto dalla Commissione Europea (14,99%).

La decisione finale assegna a Enel, per gli impianti esistenti, circa 33,6 Mton annue di CO₂ per il periodo 2008-2012, cui si dovranno sommare ulteriori quote derivanti dalla riserva destinata ai nuovi entranti, stimabili in circa 3 Mton annue. In particolare, alla sezione dell’impianto termoelettrico Sulcis 2, trattata come nuovo entrante, la delibera n. 4/09 ha già assegnato una media di circa 1,3 Mton annue. Alla luce delle assegnazioni Enel prevede un deficit per il periodo 2008-2012
dell’ordine di 6 Mton annue di CO₂, comunque coperto con le strategie di approvvigionamento già in atto.
Nel 2008 le emissioni prodotte da Enel Produzione sono state pari a 44,5 Mton; considerando le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione pari a 41,3 Mton e gli acquisti di quote effettuati nell’esercizio pari a 4,2 Mton, al 31 dicembre 2008 si evidenzia un surplus pari a 1,0 Mton.

Borsa del gas e mercato giornaliero del bilanciamento
L’AEEG è intervenuta per dare attuazione alle disposizioni della delibera n. 22/04 relativamente allo sviluppo in Italia di un mercato organizzato delle capacità e del gas. Con il documento di consultazione n. 10/08 dell’aprile 2008 l’AEEG ha proposto l’introduzione di un mercato giornaliero di bilanciamento e il 19 giugno 2008 è stato pubblicato un ulteriore documento di consultazione (n. 21/08) relativo all’introduzione di una Borsa del gas che dovrebbe essere perfezionata, in fasi successive, a partire dalla metà del 2009, con un anticipo di almeno un anno rispetto allo sviluppo previsto del mercato del bilanciamento.
A livello normativo, il disegno di legge n. AS 1195, all’esame della Commissione Industria del Senato, introduce la Borsa del gas prevedendo che il GME gestisca tutti gli scambi di mercato secondo criteri di merito economico. La disciplina del mercato dovrà essere approvata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico.

Obblighi di offerta al Punto di Scambio Virtuale (PSV) di quote di gas importato
Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 19 marzo 2008 aveva definito per gli importatori le modalità di cessione presso il mercato regolamentato di quote di gas prodotto in Paesi non appartenenti all’Unione Europea. Con la delibera ARG/gas n. 112/08 l’AEEG ha definito le modalità di offerta presso il PSV delle quote gas soggette a obbligo di offerta, relative ai mesi da novembre 2008 a marzo 2009, e i lotti annuali. La quota di Enel in offerta al PSV è di circa 6 milioni di metri cubi. La procedura d’asta per i quantitativi dei lotti invernali si è conclusa il 13 ottobre 2008 con l’assegnazione di tutti i lotti offerti.

Infrastrutture e Reti

Efficienza energetica
Il 3 luglio 2008 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo n. 115 recante attuazione della direttiva 2006/32/CE concernente l’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici. Tale decreto dispone, tra l’altro, l’estensione dell’obbligo ricadente sui distributori di energia elettrica e gas alle società di vendita di energia al dettaglio, nel rispetto di criteri di congruenza con gli obiettivi generali e con gli obblighi già esistenti.
Con il decreto ministeriale del 21 dicembre 2007, emanato congiuntamente dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell’Ambiente, sono stati rivisti e aggiornati i decreti sull’efficienza energetica del luglio 2004. In particolare, sono stati elevati gli obiettivi da conseguire negli anni 2008 e 2009 e fissati i nuovi obiettivi di risparmio energetico per il triennio 2010–2012 sia per i distributori di energia elettrica sia per i distributori di gas. Per il 2009 l’obiettivo attribuito complessivamente a Enel è di 1,74 Mtep (54% dell’obbligo totale), in crescita rispetto al 2008 del 45%, di cui 1,57 Mtep a Enel Distribuzione e Deval e 0,17 Mtep a Enel Rete Gas (determinazione degli obiettivi specifici con delibera EEN n. 35/08 del 17 dicembre 2008).
Si segnala, inoltre, per quanto riguarda le azioni poste in essere nel 2007, che in
sede di certificazione dei risparmi energetici conseguiti da Enel Distribuzione con la distribuzione di lampade fluorescenti compatte (LFC), l’AEEG ha richiesto ulteriori e più complete informazioni. La risposta inviata da Enel il 25 settembre 2008 ha consentito il riconoscimento del 73% della richiesta presentata. L’AEEG ha recentemente certificato risparmi ottenuti da parte del Gruppo Enel (Enel Distribuzione, Enel Rete Gas, Enel Sole ed Enel.si) nel corso del 2007 e del primo semestre 2008 per più di 120.000 Tep/anno, pari al 100% dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) richiesti. Risultano in attesa di prossima verifica e certificazione progetti di risparmio energetico portati a termine nello stesso periodo per circa 300.000 Tep/anno.

L’AEEG, con delibera EEN n. 36/08, ha aggiornato il contributo tariffario dei TEE per il 2009, attualmente pari a 100 euro/Tep, definendo un valore pari a 88,92 euro/Tep in base a un meccanismo legato all’andamento dei valori medi annuali delle tariffe domestiche di elettricità e gas e del prezzo del gasolio per autotrazione. L’aggiornamento avviene in diminuzione nel caso in cui nell’anno precedente si siano registrati aumenti medi e, viceversa, in aumento nel caso di riduzioni del valore medio nel corso dell’anno precedente.

Separazione amministrativa e contabile
Con la delibera n. 11/07 l’AEEG ha approvato il Testo Integrato delle disposizioni in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione. Il provvedimento integra e modifica le precedenti regole di separazione contabile e amministrativa (delibere n. 310/01 e n. 311/01), stabilendo regole di separazione funzionale al fine di garantire, tra l’altro, l’indipendenza del management che gestisce le infrastrutture essenziali.

Il 23 settembre 2008, con la delibera ARG/com n. 132/08, l’AEEG ha pubblicato le linee guida per la definizione del programma degli adempimenti, che dovrà essere predisposto dagli Amministratori indipendenti delle società oggetto di separazione funzionale. La delibera ha fissato le scadenze per adempiere alle disposizioni in materia di unbundling, tra cui la verifica della sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti per gli Amministratori, la predisposizione della struttura organizzativa e gestionale e la definizione delle regole di governance.

Energia elettrica

Qualità del servizio di distribuzione
Sulla base dei dati di continuità definitivi e in base ai controlli effettuati, l’AEEG, con delibera ARG/elt n. 165/08, ha assegnato i premi e le penalità corrispondenti ai risultati ottenuti in relazione ai livelli di continuità del servizio nell’anno 2007 per ciascuna impresa di distribuzione interessata. Per Enel Distribuzione il saldo netto è risultato positivo e pari a 181,7 milioni di euro, mentre per Deval è stato di 455.000 euro.

Tariffe di distribuzione: nuovo periodo regolatorio
Con la delibera n. 348/07 l’AEEG, a seguito di un processo di consultazione avviato ad agosto 2007, ha definito le nuove tariffe di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo regolatorio 2008-2011. Il tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per il servizio di distribuzione è stato incrementato dal 6,8% del secondo periodo regolatorio al 7%, mentre è stato ridotto quello relativo all’attività di misura dall’8,4% al 7,2% in
relazione al consolidamento della natura regolata del settore. L’X-factor, applicato alla sola componente tariffaria a copertura dei costi operativi, è stato fissato pari all’1,9% per la distribuzione e al 5% per la misura, in modo tale da consentire il trasferimento ai clienti finali, rispettivamente entro otto e sei anni, dei maggiori recuperi di efficienza già realizzati dalle imprese nel secondo periodo di regolazione.

Sono previste forme di incentivazione, attraverso WACC differenziati (+2%) e per un minimo di otto anni, di specifiche tipologie di investimenti sulle reti di distribuzione, quali quelli relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione, di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite, smart grid. L’AEEG ha inoltre stabilito che i prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, nel caso in cui la potenza prelevata non superi del 10% quella dichiarata, sono esonerati dal pagamento degli oneri di trasporto, degli oneri di sistema e degli altri corrispettivi pagati dai clienti finali.

In attesa di una revisione complessiva della normativa per l’erogazione del servizio di connessione, l’AEEG ha inoltre effettuato un riordino della disciplina in materia di condizioni economiche per la connessione alle reti elettriche assoggettando i contributi di allacciamento e i diritti fissi ad aggiornamento mediante price cap.

Con la delibera ARG/elt n. 188/08 del 19 dicembre 2008 l’AEEG ha aggiornato le tariffe di trasmissione, distribuzione e misura per l’anno 2009. In particolare, la tariffa media unitaria di distribuzione e misura è stata incrementata del 2,6% rispetto al 2008. Tale aggiornamento è stato effettuato secondo nuovi criteri, definiti in occasione dell’avvio del periodo regolatorio 2008-2011, che prevedono un X-factor dell’1,9%, applicato solo sulla componente costi operativi e sulle componenti ammortamento e remunerazione del capitale, aggiornate sulla base del deflatore degli investimenti fissi a lungo termine e degli investimenti operativi e di ristrutturazione. Nel precedente periodo regolatorio l’X-factor, pari al 3,5%, era applicato sulle componenti costi operativi e ammortamenti, mentre l’aggiornamento per tener conto dei nuovi investimenti era previsto solo sulla componente remunerazione del capitale.

Con la delibera n. 333/07 l’AEEG ha definito le nuove regole in materia di qualità del servizio elettrico per il periodo regolatorio 2008-2011. In particolare, relativamente alla continuità del servizio è stata introdotta la regolazione del numero medio annuo di interruzioni lunghe e brevi e confermata quella relativa alla durata cumulata delle stesse.

Con la delibera ARG/elt n. 30/08 del 13 marzo 2008 l’AEEG ha definito le nuove modalità di calcolo degli ammontari di perequazione. In particolare, in relazione alla perequazione dei costi commerciali della distribuzione, l’AEEG ha stabilito che saranno perequati gli squilibri tra ricavi e costi superiori al 5%. Relativamente alla perequazione della misura, sono stati inclusi tra i ricavi da perequare, oltre alla remunerazione del capitale investito come nel secondo periodo regolatorio, gli ammortamenti relativi ai contatori elettronici, garantendo in questo modo il riconoscimento degli investimenti alle imprese che li hanno effettivamente realizzati.
e altissima tensione e nella delibera n. 89/07 per connessioni in bassa tensione. In particolare, la nuova disciplina prevede procedure di connessione con temistichie e indennizzi più stringenti sia per la messa a disposizione dei preventivi sia per realizzazione dei lavori e corrispettivi a forfait anche per connessioni in media tensione, oltre che in bassa tensione. Sempre in materia di connessioni, l’AEEG ha disciplinato, con un provvedimento ad hoc (delibera ARG/elt n. 123/08), le procedure per la risoluzione delle controversie fra produttori e gestori di rete insorgenti sia nella fase di realizzazione sia nella fase di erogazione del servizio di connessione.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera VIS n. 12/08 l’AEEG ha avviato un’istruttoria formale nei confronti di Enel Distribuzione circa i ritardi nelle connessioni alle reti degli impianti di generazione. L’istruttoria è stata avviata a seguito della chiusura, con delibera VIS n. 8/08, dell’istruttoria conoscitiva sull’erogazione del servizio di connessione alla rete degli impianti di generazione di energia elettrica da parte delle imprese distributrici, dalla quale sono emersi, in base a segnalazioni di operatori e associazioni di settore, ritardi da parte di Enel Distribuzione nella trasmissione dei preventivi e nell’esecuzione dei lavori per le connessioni di nuovi impianti di generazione. La chiusura dell’istruttoria, inizialmente prevista per il mese di ottobre 2008, è stata prorogata al fine di permettere alle imprese distributrici interessate di evidenziare gli impegni presi e le iniziative meritevoli di apprezzamento messe in atto in vista delle risultanze istruttorie.

Gas

Tariffe di distribuzione
Con la delibera ARG/gas n. 159/08 l’AEEG ha definito le metodologie di determinazione delle tariffe gas per il nuovo periodo regolatorio 2009-2012. La parte delle tariffe a copertura dei costi operativi (per i quali è riconosciuto un X-factor pari al 3,2%) è definita sulla base di valori unitari funzione della dimensione dell’impresa e della densità dei clienti, mentre la parte a copertura dei costi di capitale è definita sulla base dei valori patrimoniali delle singole imprese. Per la determinazione della RAB (Regulatory Asset Base) è stato, pertanto, esteso il criterio del costo storico rivalutato a tutti gli ambiti tariffari, superando il criterio parametrico vigente nel precedente periodo regolatorio. In assenza di dati puntuali del costo storico relativo ad acquisizioni precedenti all’anno 2004, si tiene conto del valore dei cespiti iscritti a bilancio, comprensivo delle rivalutazioni. Poiché nel nuovo periodo regolatorio è previsto il passaggio dall’anno termico all’anno solare, l’AEEG, con la delibera ARG/gas n. 128/08, ha prorogato per il quarto trimestre 2008 la validità delle tariffe di distribuzione gas relative all’anno termico 2007-2008. Le tariffe di distribuzione del nuovo periodo saranno definite entro il 30 giugno 2009. Con delibera ARG/gas n. 197/08 è stato posticipato al 1°
luglio 2009 il passaggio della responsabilità di raccolta, validazione e registrazione delle misure gas dal venditore al distributore, previsto inizialmente dalla delibera ARG/gas n. 159/08 per l’inizio del 2009.

Concessioni di distribuzione di gas naturale

Successivamente, per effetto dell’art. 23 bis legge n. 133/2008, nell’ambito della nuova disciplina dei servizi pubblici locali, il compito di definire i bacini di gara per l’affidamento di tutti i servizi pubblici di rilevanza economica è stato trasferito alle amministrazioni locali. A oggi non sono stati ancora definiti né i bacini né i criteri di gara. Attualmente, considerata la conclusione del periodo transitorio prevista per fine 2009, poco più del 50% delle concessioni Enel andrà in scadenza il 31 dicembre 2009.

Telelettura e telegestione contatori gas
Con la delibera ARG/gas n. 155/08 l’AEEG ha previsto l’introduzione di sistemi di telelettura e telegestione anche nel gas. La delibera definisce un calendario di messa in servizio graduale dei nuovi misuratori a partire dal 2010 ed entro il 2012 per i clienti con maggiori consumi e a partire dal 2012 ed entro il 2016 per i restanti clienti.

Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas
Con la delibera ARG/gas n. 51/08 l’AEEG ha previsto, a partire dal 1° giugno 2008, agevolazioni per la richiesta di verifica, da parte dei clienti finali, dei misuratori con più di 25 anni. Enel ha definito un piano di sostituzione dei misuratori vetusti che anticipa l’applicazione delle condizioni agevolate introdotte dall’AEEG.

Le disposizioni fissate dalla delibera ARG/gas n. 51/08 sono confluite all’interno della delibera ARG/gas n. 120/08, modificata in parte dalla delibera ARG/gas n. 200/08, con cui l’AEEG ha definito la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas valida per il terzo periodo regolatorio (2009-2012). La nuova regolazione prevede il passaggio, a partire dal 2010, da un regime volontario a uno obbligatorio (con incentivi e penali) per il raggiungimento degli obiettivi di sicurezza e qualità del servizio.

Istruttorie e indagini conoscitive
Con la delibera VIS n. 110/08 l’AEEG ha avviato un’istruzione formale in materia di pronto intervento nei confronti di 3 distributori, tra cui figura anche Enel Rete Gas. Per Enel Rete Gas l’istruttoria si riferisce a 2 impianti per i quali, a parere dell’AEEG, non risulta rispettato nell’anno 2007 l’obbligo che impone ai distributori l’arrivo tempestivo sul luogo di chiamata del pronto intervento, come previsto dal Testo Integrato sulla qualità dei servizi di distribuzione.
Energie Rinnovabili

Sostegno alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

La Legge Finanziaria 2008 ha stabilito l’incremento annuo, pari allo 0,75% a valere per gli anni dal 2008 al 2013, dell’obbligo di produzione e importazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Le percentuali d’obbligo per il 2008 e il 2009 si assestano quindi, rispettivamente, al 3,8% e al 4,55% dell’energia elettrica convenzionale prodotta e importata nell’anno precedente. Il 5 marzo 2008 il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) ha reso noto agli operatori il prezzo di riferimento dei certificati verdi per l’anno 2008: 112,88 euro/MWh (al netto dell’IVA), pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione a 180 euro/MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell’energia elettrica registrato nel 2007, definito dall’AEEG in attuazione dell’art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

In attuazione dell’art. 7 del medesimo decreto legislativo, l’11 aprile 2008 il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ha emanato il decreto “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici”. Il decreto prevede l’applicazione di una tariffa incentivante fissa aggiuntiva al prezzo di vendita dell’energia prodotta, che diminuisce all’aumentare della quota di produzione non attribuibile alla fonte solare. Lo stesso decreto ammette, entro limiti stabiliti, la cumulabilità tra tale tariffa e gli incentivi pubblici erogati in conto capitale o in conto interessi. Per Enel il nuovo provvedimento potrà trovare applicazione per l’impianto ibrido che verrà realizzato a Priolo (Siracusa) utilizzando una tecnologia solare innovativa messa a punto da ENEA, integrata con una delle due unità della preesistente centrale a ciclo combinato, che elaborerà il vapore prodotto utilizzando la fonte solare.

Il 17 dicembre 2008 è stato emanato, di concerto tra il Ministro dell’Ambiente e il Ministro dello Sviluppo Economico, il decreto di attuazione della Finanziaria 2008 in tema di riforma del sistema dei certificati verdi. Le principali novità riguardano l’estensione della disciplina dello scambio sul posto per gli impianti fino a 200 kW (il limite precedente era di 20 kW), la comunicazione della produzione mensile, anziché annuale, al fine del rilascio delle garanzie d’origine, l’obbligo di registrazione di quantità e prezzi per i certificati verdi scambiati nel libero mercato, il ritiro garantito per il triennio 2009-2011 da parte del GSE dei certificati verdi prodotti fino al 2010 al prezzo medio di mercato del triennio precedente all’anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro – con il probabile effetto di favorire un rialzo dei prezzi dei certificati verdi – e la revisione del coefficiente moltiplicativo (0,9 al posto di 1) per il riconoscimento di certificati verdi a rifacimenti e potenziamenti.
Estero

I mercati dell’energia

ANDAMENTO DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA

TWh

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Spagna</td>
<td>279,7</td>
<td>277,0</td>
<td>1,0%</td>
</tr>
<tr>
<td>Francia</td>
<td>494,5</td>
<td>480,2</td>
<td>3,0%</td>
</tr>
<tr>
<td>Grecia</td>
<td>56,9</td>
<td>56,5</td>
<td>0,7%</td>
</tr>
<tr>
<td>Bulgaria</td>
<td>34,5</td>
<td>33,1</td>
<td>4,2%</td>
</tr>
<tr>
<td>Romania</td>
<td>55,5</td>
<td>54,1</td>
<td>2,6%</td>
</tr>
<tr>
<td>Slovacchia</td>
<td>29,8</td>
<td>29,6</td>
<td>0,7%</td>
</tr>
<tr>
<td>Russia (1)</td>
<td>983,9</td>
<td>962,8</td>
<td>2,2%</td>
</tr>
<tr>
<td>Argentina</td>
<td>110,2</td>
<td>105,0</td>
<td>5,0%</td>
</tr>
<tr>
<td>Brasile</td>
<td>452,9</td>
<td>437,6</td>
<td>3,5%</td>
</tr>
<tr>
<td>Cile (2)</td>
<td>41,4</td>
<td>42,0</td>
<td>-1,4%</td>
</tr>
<tr>
<td>Colombia</td>
<td>54,0</td>
<td>53,6</td>
<td>0,7%</td>
</tr>
<tr>
<td>Messico (3)</td>
<td>183,9</td>
<td>180,5</td>
<td>1,9%</td>
</tr>
<tr>
<td>Perù</td>
<td>29,3</td>
<td>27,1</td>
<td>8,1%</td>
</tr>
<tr>
<td>USA (3)</td>
<td>3.732,2</td>
<td>3.748,2</td>
<td>-0,4%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Non include Far East.
(2) Dato riferito al SIC - Sistema Interconnesso Central.
(3) Al netto perdite di rete.


ANDAMENTO PREZZI NEI PRINCIPALI MERCATI

Centesimi di euro/kWh

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Francia</td>
<td>9,14</td>
<td>9,21</td>
<td>(0,07)</td>
</tr>
<tr>
<td>Portogallo</td>
<td>14,10</td>
<td>14,20</td>
<td>(0,10)</td>
</tr>
<tr>
<td>Romania</td>
<td>8,85</td>
<td>8,55</td>
<td>0,30</td>
</tr>
<tr>
<td>Spagna</td>
<td>11,24</td>
<td>10,04</td>
<td>1,20</td>
</tr>
<tr>
<td>Slovacchia</td>
<td>11,94</td>
<td>12,92</td>
<td>(0,98)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Francia</td>
<td>5,90</td>
<td>5,41</td>
<td>0,49</td>
</tr>
<tr>
<td>Portogallo</td>
<td>8,95</td>
<td>8,60</td>
<td>0,35</td>
</tr>
<tr>
<td>Romania</td>
<td>8,86</td>
<td>8,42</td>
<td>0,44</td>
</tr>
<tr>
<td>Spagna</td>
<td>9,15</td>
<td>8,10</td>
<td>1,05</td>
</tr>
<tr>
<td>Slovacchia</td>
<td>11,97</td>
<td>9,32</td>
<td>2,65</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Prezzo gennaio al netto imposte - consumo annuo di 3.500 kWh.
(2) Prezzo gennaio al netto imposte - consumo annuo di 2.000 MWh.

Fonte: Eurostat.

Nel 2008 l’andamento dei prezzi nei principali mercati esteri dell’energia elettrica è stato caratterizzato da andamenti diversi e dipendenti dalle decisioni delle autorità nazionali, mentre il mercato dei clienti industriali ha visto registrare un incremento generale in tutti i Paesi, con variazioni oscillanti tra il +4,1% (Portogallo) e il +28,4% (Slovacchia).
Aspetti normativi e tariffari

Spagna

Finanziamento del deficit delle attività regolate

Il regio decreto legge n. 5/2005 stabilisce che, nel caso in cui i ricavi del Sistema Elettrico generati dal mercato regolato spagnolo non siano sufficienti a coprire i costi originati dalle attività dello stesso sistema, le principali società che operano nel mercato sono chiamate a finanziare tale differenza (deficit di sistema) in base a una percentuale stabilita nello stesso decreto legge. Endesa, quale maggiore operatore nel mercato, ha contribuito a finanziare il deficit per il 44,16% dello stesso. Al fine di dare la possibilità agli operatori di cedere i diritti di credito derivanti dal riconoscimento del deficit, il 15 marzo 2008 il Governo spagnolo ha pubblicato l’Ordine Ministeriale n. 694/08 relativo alle regole d’asta per il finanziamento del cosiddetto deficit tariffario ex-ante. A seguito di una prima asta annullata dalla CNE (Comisión Nacional de Energía) per eccessiva volatilità dei prezzi, nel corso del 2008 si sono tenute due ulteriori aste. Durante la prima (12 giugno) sono stati allocati 1,3 miliardi di euro dei 2,7 offerti. La seconda (30 settembre), che ha messo all’asta 4 miliardi di euro, non ha avuto esito per mancanza di offerte dovuta alla scarsa liquidità dei mercati che ha caratterizzato la difficile congiuntura finanziaria.

Decreto legge n. 11/2007


Risoluzione Ministero Industria 19 aprile 2007 e 29 maggio 2007

Con riferimento alla Risoluzione del Ministero dell’Industria del 19 aprile 2007 (e successive modificazioni) relativa alle aste di Virtual Power Plant da tenersi con cadenza prima trimestrale e poi semestrale, nel corso del 2008 si sono svolte 3 aste (dalla 4ª alla 6ª) per un valore complessivo di 4.727 MWs (MW semestrali equivalenti) di capacità virtuale, divisa in energia di base ed energia di punta. Endesa ha partecipato alle aste con una quota pari al 50% della potenza complessivamente da assegnare, mentre la parte restante è stata a carico di Iberdrola. In totale sono stati aggiudicati 3.925 MWs di capacità di base e 440 MWs di capacità di punta.

Al fine di aumentare la liquidità nei mercati a termine e limitare la volatilità dei prezzi di fornitura il Ministero dell’Industria ha introdotto le aste denominate CESUR (Compra de Electricidad para el Suministro de Ultimo Recurso). Nel corso del 2008 si sono svolte 4 aste (dalla 4ª alla 7ª) per un totale di 10.900 MW del prodotto trimestrale (10.700 base-load e 200 di capacità di punta) e 5.400 MW di capacità base-load del prodotto semestrale. Le percentuali d’obbligo di acquisto sono state fissate in base alle quote di mercato vincolato di ogni distributore (nelle 4 aste la quota spettante a Endesa è variata tra il 29% e il 38%). L’ultima asta si è tenuta il 16 dicembre: 24 generatori si sono aggiudicati la fornitura trimestrale di una quantità di energia pari a 3.400 MW a un prezzo di 58,86 euro/MWh per il prodotto base-load e 200 MW a un prezzo di 66,84 euro/MWh per il prodotto peak-load.
Ordine ministeriale n. 3860/07
Il 29 dicembre 2007 il Governo ha pubblicato l’ordine ministeriale n. 3860/07 al fine di definire le tariffe elettriche per l’anno 2008 e modificare alcuni aspetti rilevanti del mercato elettrico spagnolo. A gennaio l’incremento medio delle tariffe finali, per i clienti connessi sia in bassa sia in alta tensione, è stato pari al 3,3%. A partire dal mese di giugno 2008 si è registrato un incremento medio del 5,6%, mentre per il quarto trimestre il Ministero ha deciso di congelare le tariffe non prevedendo alcun incremento fino al 1° gennaio 2009, nonostante la CNE avesse suggerito a settembre un aumento medio compreso tra il 2,8% e il 10% a seconda dello scenario di costi di generazione.
Il Ministero ha inoltre provveduto a individuare il meccanismo di remunerazione della capacità distinguendo tra:
- *capacity payment* a breve termine;
- *capacity payment* a lungo termine riservato agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1998. In particolare, quelli tra il 1998 e il 2007 riceveranno un corrispettivo a remunerazione della capacità pari a 20.000 euro/MW annui mentre gli impianti successivi al 2007 un corrispettivo fino a un massimo di 28.000 euro/MW annui in funzione dell’indice di copertura del sistema;
- premio pari a 8.750 euro/MW annui da riconoscersi per 10 anni agli impianti a carbone che hanno realizzato investimenti ambientali.

Ordine ministeriale n. 1857/08
Il provvedimento del 26 giugno 2008, oltre a prevedere l’aggiornamento tariffario di cui al paragrafo precedente, ha istituito la tariffa sociale. Tale tariffa è applicabile ai contratti di fornitura con clienti domestici connessi in bassa tensione stipulati con persone fisiche che rispondano ai seguenti requisiti:
- fornitura destinata alla residenza abituale dell’intestatario;
- potenza contrattata inferiore a 3 kW;
- utenza dotata di ICP (controllo interruzione di potenza).
Il beneficio accordato ai clienti a tariffa sociale consiste nell’esenzione dal pagamento della componente potenza. La componente energia pagata corrisponde a quella prevista per la tariffa generale di bassa tensione per utenze di potenza compresa tra 1 e 2,5 kW.

Regio decreto n. 222/08
Il 15 febbraio 2008 è stato pubblicato il decreto relativo all’individuazione del nuovo periodo regolatorio 2009-2012 per le attività di distribuzione. In particolare, il decreto disciplina nel dettaglio la nuova metodologia definita per calcolare i ricavi per attività di distribuzione in funzione dei risultati raggiunti in termini di nuovi investimenti, qualità del servizio e riduzione delle perdite di rete. Il decreto prevede un meccanismo transitorio per valorizzare i nuovi investimenti legato all’incremento della domanda e a un fattore di scala tipico per società. I parametri relativi agli incentivi per la qualità del servizio e la riduzione delle perdite saranno probabilmente definiti nel corso del 2009.

Regio decreto n. 1578/08
Con il provvedimento del 26 settembre 2008 il Ministero dell’Industria, a fronte di un aumento delle richieste relative allo sviluppo di impianti fotovoltaici ben sopra le aspettative del Governo, ha pubblicato le nuove regole relative alla disciplina di questa tecnologia e alla sua remunerazione, sostituendo quelle previste nel decreto n. 661/07. In particolare, il decreto distingue due categorie specifiche di impianti solari e prevede che i titolari di impianto facciano richiesta di iscrizione...
in un apposito registro. Le richieste di iscrizione potranno essere inoltrate in quattro finestre annue e saranno ordinate per ordine di ricevimento dal Ministero fino a esaurimento di un tetto fissato in 400 MW trimestrali, salvo una quota di potenza addizionale di 160 MW prevista per il 2009 e il 2010. Con riferimento alla remunerazione, il decreto prevede una tariffa che varia tra 320 e 340 euro/MWh a seconda della categoria specifica di impianto (la tariffa prevista dalla normativa precedente, per gli impianti con meno di 25 anni, era compresa tra i 237 e i 455 euro/MWh in base alla potenza dell’installazione).

Ordine ministeriale n. 3789/08
Il 29 dicembre 2008 il Ministero dell’Industria ha pubblicato l’ordine ministeriale n. 3789/08 relativo all’obbligo di contrattazione a termine per i distributori per il primo semestre 2009. A partire dal 1° gennaio 2009 alcuni distributori, tra cui Endesa, parteciperanno ad aste settimanali per l’acquisto a termine di energia sul mercato (OMIP).

Emission Trading
Al 31 dicembre 2008 le emissioni stimate prodotte da Endesa sono state pari a circa 38,5 Mton; le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione (PNA) risultano pari a 26,7 Mton e il deficit risultante, pari a circa 11,8 Mton, viene interamente coperto attraverso i meccanismi di compensazione previsti dall’Emission Trading Scheme, sfruttando prioritariamente la possibilità di utilizzare crediti derivanti da progetti CDM (Clean Development Mechanism) fino a un volume pari al 42% delle assegnazioni totali di CO2 ricevute con il PNA per il 2008. Infine, per quanto riguarda gli impianti di cogenerazione di Enel Unión Fenosa Renovables, le quote assegnate, pari a circa 0,5 Mton, sono risultate sostanzialmente in linea con le emissioni prodotte.

Argentina
Deficit di sistema
Il 7 luglio 2008 il Governo ha pubblicato la Decisión Administrativa n. 310/08, prevedendo lo stanziamento di 1.600 milioni di pesos argentini (circa 530 milioni di dollari statunitensi) a copertura dei costi di generazione che le imprese private di elettricità non riescono totalmente a recuperare. Il Governo ha, inoltre, introdotto un programma di emergenza con finanziamento pubblico per permettere alle imprese di generazione di realizzare investimenti di manutenzione degli impianti.

Aggiornamenti tariffari
Con le risoluzioni n. 324 del 31 luglio 2008 e n. 365 del 6 agosto 2008, il regolatore ENRE ha approvato un aumento dal 10% al 30% delle tariffe elettriche per i medi e grandi utenti domestici, con consumi bimestrali superiori a 650 MWh (primo incremento tariffario negli ultimi sette anni), e del 10% per gli utenti industriali e commerciali serviti dalle società di distribuzione dell’area metropolitana di Buenos Aires (Edenor, Edesur ed Edelap). Per Edesur, società controllata da Endesa, si registrano aumenti compresi tra il 13% e il 30% per i clienti domestici e del 10%, in media, per i clienti industriali e commerciali.

Revisione Tariffaria Integrale
Con la risoluzione n. 467 del 17 settembre 2008, ENRE ha avviato la procedura per la Revisione Tariffaria Integrale (RTI) delle società di distribuzione Edenor, Edesur ed Edelap. L’entrata in vigore del quadro tariffario risultante dalla revisione in corso
era inizialmente prevista per febbraio 2009. Tuttavia, le società di distribuzione hanno chiesto una proroga dei termini per la presentazione dei loro piani di investimento quinquennali e delle proposte tariffarie per la rispettiva area di distribuzione.

**Brasile**

**Aggiornamenti tariffari**

Con riferimento alla revisione tariffaria annuale per le società di distribuzione, l’Autorità Aneel ha previsto per Ampla aumenti medi della tariffa finale pari al 10,95% (validi a partire dal 15 marzo 2008) e per Coelce aumenti dell’8,43% (dal 22 aprile 2008): ciò corrisponde ad aumenti del VAD (Valor Agregado de Distribución) del 6,5% e del 7,4%, rispettivamente.

**Revisione della remunerazione degli asset di distribuzione**

Il 25 novembre il regolatore Aneel ha annunciato due proposte di modifica della metodologia utilizzata per fissare il price cap delle tariffe di distribuzione. La prima modifica riguarda la stima dell’X-factor e prevede che sia possibile trasferire sulle tariffe finali le riduzioni dei costi attribuibili alla realizzazione di economie di scala. La seconda modifica riguarda il trattamento delle perdite non tecniche sulla rete di distribuzione, con l’introduzione di un sistema di benchmarking tra le aree in concessione.

**Legge di incentivo alle rinnovabili**

Il Proinfa, programma di incentivo per le fonti rinnovabili (eolico, piccolo idroelettrico e biomasse) introdotto dalla legge n. 10.438 dell’aprile 2002 e successivamente rivisto dalla legge n. 10.762 del novembre 2003, ha fissato per dicembre 2008 l’obiettivo quantitativo di 3.300 MW di nuova capacità rinnovabile installata, con distinzioni per fonte e per stato. Il Proinfa comporta un sussidio alla realizzazione degli investimenti (copertura del 70% dei costi di investimento, con l’esclusione di terreni e beni e servizi importati), finanziata da un apposito fondo del BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). Inoltre, i progetti selezionati tramite un meccanismo d’asta, che siano entrati in esercizio entro dicembre 2006, ottengono la sottoscrizione di contratti di Power Purchase Agreement (PPA) con Eletrobrás della durata di 20 anni e con prezzo risultante dalla stessa asta. È attualmente oggetto di discussione da parte delle autorità brasiliane il programma Proinfa II, che dovrebbe comportare l’obiettivo del 10% della produzione di elettricità entro il 2010 e del 20% entro il 2020.

**Cile**

**Aggiornamenti tariffari del prezzo nodale**

Sulla base del primo dei due aggiornamenti annuali della tariffa di generazione (aprile 2008), l’autorità di regolamentazione cilena CNE (Comisión Nacional de Energía) ha approvato una riduzione dei prezzi nodali indicizzati ai costi medi di sistema del 5,2% per il mercato SIC (il principale dei quattro mercati in cui è diviso il Paese) e del 6,2% per il mercato SING (il secondo mercato in termini di capacità installata). Nel mese di agosto 2008 si è reso necessario un intervento straordinario a fronte della considerevole variazione del tasso di cambio rispetto al dollaro statunitense e dei prezzi del mercato libero: il regolatore ha aggiornato la tariffa prevedendo un aumento di circa il 10% del prezzo nodale espresso in pesos cileni. Tali variazioni
sono state in vigore fino al 1° novembre 2008 e hanno comportato aumenti tariffari dell’8,1% e del 7,1% per i clienti finali di SIC e SING, rispettivamente. Come già accaduto precedentemente e come consentito dalla legge elettrica cilena ogni qualvolta le tariffe finali aumentino più del 5%, al fine di mitigare l’effetto di tali aumenti sulle famiglie la Presidenza della Repubblica ha fatto uso della facoltà di concedere un sussidio elettrico al 40% più vulnerabile della popolazione dei sistemi elettrici del SIC e del SING.

A partire dal mese di novembre 2008 sono invece entrate in vigore le tariffe corrispondenti ai prezzi nodali fissati in via ordinaria nel mese di ottobre 2008: per il prezzo nodale si sono registrati ulteriori aumenti del 13% nel SIC e del 15,5% nel SING, che hanno comportato aumenti delle tariffe finali del 5,6% e del 10,7%, rispettivamente. Il 17 ottobre 2008, in occasione della pubblicazione delle tariffe appena menzionate, la CNE ha annunciato l’intenzione di confermare il sussidio al 40% più povero della popolazione e di estenderne la portata geografica a tutto il territorio nazionale.

Aggiornamenti delle tariffe di distribuzione
Il 27 novembre 2008 la CNE ha concluso il processo di revisione quadriennale del VAD per il periodo tariffario novembre 2008 - novembre 2012. Il VAD, che remunerà il servizio di distribuzione, è fissato ogni quattro anni e corrisponde attualmente a una componente di circa il 20% della tariffa pagata dai clienti finali. A valle di questa decisione, si determina una riduzione media dell’11,4% della tariffa di distribuzione, che consente di incorporare gli aumenti di efficienza realizzati in questi anni e, allo stesso tempo, di realizzare un aumento del tasso di profitabilità dell’attività di distribuzione. La riduzione della tariffa di rete si tradurrà in una riduzione della tariffa pagata dai clienti finali dell’1,7% in media (aumenti della stessa riguarderanno solo il 10% della popolazione del Paese).

Legge di incentivo alle rinnovabili
Il 1° aprile 2008 è stata approvata in via definitiva la legge n. 20.257 per la promozione delle rinnovabili che definisce una quota obbligatoria e introduce un meccanismo di certificati trasferibili. A partire dal 1° gennaio 2010 e fino al 2014 entrerà in vigore l’obbligo di certificare che il 5% dell’energia destinata alla vendita ai distributori o ai clienti finali sia prodotto da fonti rinnovabili non convenzionali (c.d. “ERNC”). La quota è destinata a crescere dello 0,5% annuo a partire dal 2015 fino a raggiungere il 10% nel 2024. In caso di mancato rispetto dell’obbligo, sono previste penali: 22 euro/MWh nel caso di mancato rispetto dopo un anno, circa 32 euro/MWh dopo tre anni. Gli impianti idroelettrici fino a 40 MW saranno considerati ERNC: per la totalità della loro produzione fino a 20 MW, e per una quota di produzione progressivamente decrescente (fino allo 0%) per la potenza compresa tra 20 e 40 MW.

Sicurezza della fornitura
Il 26 febbraio 2008 il Governo cileno, al fine di evitare distacchi di carico programmati, ha approvato il cosiddetto “decreto di razionamento” da applicarsi al sistema interconnesso SIC con efficacia fino al 31 agosto 2008. Tra le misure previste, il decreto istituisce una campagna per il risparmio energetico e di uso flessibile dell’acqua, e stabilisce che i distributori riducano fino al 10% la tensione nominale della fornitura nei centri urbani.
Nonostante la domanda elettrica nel SIC abbia registrato nel periodo marzo-giugno 2008 una diminuzione del 4,2% rispetto allo stesso periodo del 2007 e le piogge tra maggio e giugno abbiano ridotto il rischio di razionamento della fornitura
elettrica nell’anno in corso, il livello dei bacini è rimasto del 27% inferiore rispetto a quello medio di un anno normale. Conseguentemente, il 24 luglio 2008 il Governo ha deciso di estendere l’efficacia del decreto. Le misure previste sono rimaste in vigore fino al 31 ottobre 2008, tranne quella relativa alla riduzione di tensione per la fornitura ai centri urbani, che è stata sospesa il 31 agosto 2008 come da programma. La validità del decreto di razionamento preventivo non è stata prolungata oltre il 31 ottobre 2008, in quanto la riduzione della domanda di elettricità, l’aumento della capacità installata e il maggiore livello dei bacini idrici hanno fatto ritenere al Governo che il rischio di scarsità delle forniture energetiche fosse terminato.

Colombia

Risoluzione n. 31/07
Nel mese di maggio 2008 si è svolta l’asta per l’assegnazione delle “obligaciones de energía firme” (OEF) per l’anno 2013, con un prezzo di chiusura pari a 13,998 dollari/MWh e l’assegnazione di circa 66 TWh (di cui 3 corrispondenti a progetti di nuova realizzazione, per i quali l’OEF può durare fino a 20 anni). Tale asta è la prima che si svolge nel quadro del nuovo sistema per l’assegnazione del pagamento della capacità, basato su un meccanismo di mercato denominato “cargo por confiabilidad”. Nell’ambito di questo nuovo sistema vengono create le OEF: i generatori sono remunerati al prezzo di chiusura dell’asta per il loro impegno a fornire energia quando si verificano condizioni critiche per le forniture.

Risoluzione CREG n. 97/2008
Il 26 settembre 2008 l’Autorità ha pubblicato la Risoluzione n. 97/2008, che rivede i principi generali e la metodologia per il calcolo della tariffa di distribuzione: la tariffa massima di distribuzione è calcolata sulla base di questa metodologia, con riferimento ai costi operativi e di investimento riconosciuti e viene successivamente attualizzata con cadenza mensile in base all’andamento dei prezzi alla produzione. La metodologia per il precedente periodo regolatorio quinquennale era stata fissata nella Risoluzione CREG n. 82/2002. Gli aggiustamenti tariffari saranno probabilmente applicati a partire da maggio 2009.

Perú

Quadro normativo in tema di incentivazione delle fonti rinnovabili di energia
Nel 2008 il governo peruviano ha approvato due provvedimenti con l’obiettivo di definire il quadro normativo e gli incentivi tributari per la promozione dell’offerta di elettricità da fonti rinnovabili. Il decreto legislativo n. 1002 del 5 maggio 2008 introduce l’obiettivo che le fonti rinnovabili arrivino a rappresentare il 5% dei consumi energetici complessivi del Paese nei prossimi 5 anni. Il decreto stabilisce inoltre che l’elettricità prodotta da fonti rinnovabili sia venduta con priorità di dispacciamento e che per un periodo compreso tra 20 e 30 anni sia a essa garantito un prezzo minimo determinato dal regolatore Osinergmin. Il decreto legislativo n. 1058 del 28 giugno 2008 introduce un regime di ammortamento accelerato per i beni utilizzati nella generazione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili (macchinari, impianti e opere civili necessari al funzionamento di centrali elettriche che avvino le proprie operazioni commerciali dal 29 giugno 2008).
Aggiornamenti tariffari
Nel mese di aprile 2008 il regolatore Osinergmin ha reso nota la sua proposta di revisione del “busbar price” (la tariffa wholesale per la vendita ai distributori dei volumi di elettricità destinati al mercato regolato) che prevede un aumento del 3,6% nel periodo maggio 2008 - aprile 2009.

Messico

Legge di incentivo alle rinnovabili
I produttori di energia da fonti rinnovabili godono di contratti di PPA con la CFE (Comisión Federal de Electricidad, la società elettrica controllata dal governo messicano), che comportano:
> garanzia di disspacciamento;
> vantaggi per i servizi ancillari, il cui costo viene calcolato sull’energia dispacciata e non su quella contrattualizzata;
> partecipazione all’Energy Bank gestita e garantita dalla CFE ai fini del bilanciamento del sistema.
Inoltre, gli investimenti in impianti rinnovabili hanno possibilità di ammortizzare l’intera spesa in conto capitale nel primo anno di esercizio e beneficiano di un credito fiscale del 30% per gli investimenti in ricerca e sviluppo.
Nel mese di ottobre 2008 è stata approvata una nuova legge quadro per la promozione delle fonti rinnovabili di energia, che prevede la creazione di un fondo dedicato e l’introduzione di un nuovo sistema di feed-in. Il perfezionamento della legge quadro richiederà l’emanazione di una legislazione secondaria che il governo messicano programma di approvare nel 2009.

Francia

TARTAM
In seguito al fallimento delle negoziazioni sul futuro del sistema tariffario nel primo semestre 2008, a luglio 2008 anche la tariffa di ritorno TARTAM per le varie tipologie di clienti è stata rinnovata fino al 30 giugno 2010.
Il 4 novembre 2008 è stata creato la cosiddetta “Commissione Champsaur” incaricata di formulare una proposta per il periodo post-TARTAM. A ottobre la Commission de Régulation de l’Energie (CRE) ha annunciato che i ricavi per finanziare la compensazione ai fornitori per il TARTAM saranno insufficienti.

Concessioni idroelettriche
Il 26 settembre 2008 è stato emanato il decreto che permette la realizzazione di aste per le concessioni idroelettriche; la prima asta si terrà prima del settembre 2009.

Mass market
L’apertura del mass market rimane limitata dal livello delle tariffe regolate. Al 30 settembre 2008 solo l’1,7% dei clienti residenziali aveva cambiato fornitore.
A valle della procedura antitrust avviata su segnalazione di Direct Energie, EdF ha accettato di mettere all’asta volumi di energia destinata a fornitori attivi sul mass market. Nella prima offerta del 12 marzo 2008 cinque fornitori si sono aggiudicati
i 500 MW proposti a un prezzo d’asta abbastanza basso. Direct Energie si è appella alla decisione n. 07-D-43 dinanzi alla Corte d’appello di Parigi, che non si è ancora pronunciata.

Aggiornamenti tariffari
Il 16 agosto 2008 sono state approvate nuove tariffe finali con i seguenti incrementi: +2% per i piccoli clienti, +6% per i medi, +8% per i grandi. La tariffa di ritorno (TARTAM) ha avuto lo stesso aggiornamento.
Il 30 ottobre 2008, dopo la consultazione del primo semestre 2008, la CRE ha proposto che a partire dal 1° gennaio 2009 entri in vigore una nuova tariffa di rete che prevede un’estensione della regolazione basata sulla RAB (Regulatory Assets Base). Si prevede un aumento medio del 10% nei prossimi 4 anni, per coprire i nuovi investimenti di rete. La tariffa verrà promulgata dopo un silenzio-assenso di due mesi del Ministero.

Incentivo alle rinnovabili
La generazione elettrica da impianti idroelettrici, impianti eolici on-shore e off-shore, biomassa, biogas, fotovoltaico e geotermico è promossa in Francia attraverso tariffe di feed-in differenziate per fonte. Inoltre, è possibile ammortizzare l’intero costo dell’impianto nel primo anno fiscale e sono concesse deduzioni fiscali fino al 33% per investimenti nei dipartimenti d’oltremare. Infine, i consumatori domestici ricevono un credito fiscale per il 50% delle spese per l’installazione di impianti fotovoltaici.
Nell’ambito del meccanismo di feed-in per la promozione delle fonti rinnovabili di energia, il 17 novembre 2008 è stato pubblicato l’arrêté che fissa le condizioni di vendita dell’elettricità prodotta da impianti che utilizzino energia eolica, in sostituzione dell’arrêté del 10 luglio 2006. Le tariffe feed-in e il loro meccanismo di indicizzazione sono stati confermati dalla nuova versione del decreto: la tariffa eolica garantita agli impianti on-shore che entrino in esercizio nel 2009 è di circa 84 euro/MWh.

Slovacchia

Impianti must-run
In relazione al regime di compensazione dei costi sostenuti per l’esercizio dei due impianti termici che, in osservanza della clausola di “interesse economico generale”, sono obbligati per legge a garantire disponibilità di potenza ed energia, Slovenské elektrárne (SE) ha presentato a URSO la proposta relativa ai costi previsti per l’anno 2008 per l’impianto di ENO (Nováky), mentre l’impianto di EVO (Vojany), a partire dal 2008, non rientra tra gli impianti considerati must-run. La remunerazione per ENO viene definita con una metodologia RPI-X su base triennale con decisione di URSO. A ottobre è stata pubblicata da URSO la tariffa di ENO (32,4720 euro/MWh valida per il periodo 1° gennaio 2009 - 31 dicembre 2009).

Emission Trading
Con riferimento al Piano Nazionale di Allocazione (PNA), il Ministero dell’Ambiente slovacco ha pubblicato la lista di riallocazione dei permessi di
emissione per operatore recependo la decisione della Commissione Europea che aveva concesso ulteriori assegnazioni per 1,78 Mton di CO2 all’anno, assegnando a SE una media di circa 5,4 Mton di CO2 all’anno. Nel 2008, le emissioni stimate prodotte da SE sono state pari a circa 4,0 Mton a fronte di quote assegnate dal PNA pari a 5,4 Mton.

Nuove regole di mercato

Energy act
Il 1° aprile 2008 la legge è stata approvata includendo i commenti di SE. Come primo risultato il 14 aprile 2008 URSO, come previsto dall’Energy act, ha presentato per la discussione una bozza per definire la regolamentazione secondaria delle aste; successivamente, SE ha presentato commenti alla bozza evidenziando che la procedura infrange la libera vendita determinando di fatto un prezzo regolato (vedi “Strategia regolatoria”).

Decommissioning fund
Il 21 maggio 2008 è stata approvata la strategia del Governo sulle modalità di copertura del fondo di decommissioning per le attività nucleari sia per la copertura dei costi futuri sia per la copertura dello shortfall esistente, per un totale di circa 71 miliardi di corone slovacche (pari a circa 2,3 miliardi di euro) corrispondente a una levy tariffaria di circa 90 corone slovacche/MWh (2,8 euro/MWh) dal 2008 al 2015. Il contributo di SE dal 2007 al 2015 è di circa 22 miliardi di corone slovacche (pari a circa 0,7 miliardi di euro).

Strategia regolatoria
Ad aprile 2008 è stata pubblicata da URSO una nuova strategia regolatoria, i cui principali elementi riguardano:
> il periodo regolatorio tariffario per la determinazione delle tariife di distribuzione, che viene definito per una durata di 3 anni (2009-2011);
> la metodologia per la determinazione delle tariife nella quale verrà inserito un fattore di efficienza (RPI-X);
> i prezzi per i clienti household, che rimarranno ancora regolati nel medio termine;
> URSO, che ha il mandato di definire le regole per le aste per la vendita di energia;
> gli impianti di produzione (must-run) che utilizzano la lignite locale che saranno ancora necessari nei prossimi anni;
> il supporto economico per l’energia da fonti rinnovabili (RES) e da impianti a cogenerazione (CHP), che verrà coperto non solo dal sistema tariffario ma anche attraverso finanziamento pubblico.

Per sviluppare la suddetta strategia regolatoria, URSO ha pubblicato due decreti:
> un decreto che definisce la regolamentazione delle aste (27 agosto 2008), efficace dal 10 settembre 2008, in base al quale SE presenta le proprie regole d’asta che devono essere coerenti con i principi stabiliti dal provvedimento stesso;
> il decreto n. 2/2008 (12 agosto 2008), che – inter alia – ha introdotto un meccanismo di aggiornamento delle tariife di tipo RPI-X (fissando l’X-factor al 5%).
Legge sull’economic interest
Il 2 luglio 2008 è stata pubblicata una legge dal Governo slovacco a tutela della fornitura di elettricità per i clienti residenziali e le piccole imprese. La legge prevede che 6 TWh di energia venduta dai produttori di energia ai residenziali e alle piccole imprese siano regolati nei prezzi a partire dal 2009 e fino a quando il rapporto tra la spesa media per l’energia e il reddito dei residenziali venga riportato alla media europea degli Stati membri.
Il 3 luglio 2008 il Ministero dell’Economia Slovacco ha pubblicato il decreto attuativo specificando che la misura del Governo del 2 luglio 2008 prevede la regolamentazione del prezzo della vendita dell’energia solo per l’operatore SE. In particolare, il volume di energia regolata di almeno 6 TWh è da utilizzare per i consumi di:
> residenziali senza riscaldamento elettrico con consumo fino a 5.000 kWh/anno;
> residenziali con riscaldamento elettrico con consumo fino a 20.000 kWh/anno;
> piccole imprese con consumo fino a 30.000 kWh/anno.
A seguito del ricorso presentato da SE nei confronti del provvedimento, il 2 ottobre 2008 il Ministero dell’Economia ha modificato il decreto limitando il volume di energia da vendere a prezzi regolati a un massimo di 6 TWh. SE ha presentato il ricorso anche alla corte suprema.
URSO, attraverso la Decisione 0012/2009/E, ha definito per SE prezzi e volumi di vendita dell’energia per i clienti residenziali e per le piccole imprese (rispettivamente 60,2802 euro/MWh e 79,1675 euro/MWh). SE ha presentato ricorso anche nei confronti di questa decisione.

Bulgaria

Emission Trading
Il 26 ottobre 2007 la Commissione Europea ha emesso una decisione sul Piano di Assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 imponendo una riduzione di circa il 37,4%. È stata pubblicata, inoltre, la decisione sulle allocazioni previste per il 2007 (anno di ingresso della Bulgaria nell’Unione Europea), imponendo un taglio di circa il 20%. Enel Maritza East 3 ha inviato al Ministero dell’Ambiente le sue osservazioni in merito per sostanziare la richiesta di quote addizionali.
Il PNA 2008-2012 è stato approvato dal Governo bulgaro e presentato a Bruxelles a fine dicembre. Le emissioni misurate nel 2007 sono state utilizzate come base per le assegnazioni di quote agli impianti esistenti.

Legge di incentivo alle rinnovabili
La legge sulle fonti di energia rinnovabili, alternative e sui biocombustibili ha introdotto in Bulgaria uno schema di incentivo basato su tariffe di feed-in garantite e specifiche per fonte e sulla sottoscrizione di contratti di PPA della durata di 12 anni con NEK (Natsionalna Elektricheska Kompania). Le tariffe incluse nei contratti di vendita, per le quali non esiste un meccanismo di indicizzazione automatica, sono pubblicate annualmente e calcolate con riferimento a quanto segue:
> 80% della media dei prezzi di vendita dell’anno precedente;
> un premio, differenziato per fonte e non inferiore al 95% di quello dell’anno precedente.
Nel mese di novembre sono stati approvati alcuni cambiamenti alla normativa bulgara sulle rinnovabili. In particolare:

> è stata estesa la durata di applicazione della feed-in tariff (sistema di incentivazione a tariffa regolata) da 12 a 15 anni per l’eolico e fino a 25 anni per il solare;

> è stato posticipato dal 2010 al 2015 l’anno limite di entrata in esercizio degli impianti idonei a usufruire della tariffa preferenziale.

**Romania**

**Aspetti tariffari**

Le tariffe di distribuzione vengono determinate attraverso un sistema che prevede la regolamentazione verso il cliente finale tutelando la profitabilità del distributore e riconoscendo i costi di distribuzione fino a un cap tariffario.


Il 21 dicembre 2007 sono state pubblicate le tariffe di distribuzione per il secondo periodo regolatorio 2008-2012 e si è riscontrata una leggera diminuzione (comunque migliorativa rispetto a quanto previsto con la precedente metodologia) delle tariffe.

Il 30 giugno 2008 sono state pubblicate nuove tariffe finali con il seguente incremento:

> per i clienti residenziali l’incremento del 4,4% viene applicato a tutte le 8 regioni;

> per i clienti non residenziali l’incremento viene definito su base regionale; in particolare, per le regioni dove Enel è presente: Banat e Dobrogea 5,4%; Muntenia Sud 6,5%.

Contestualmente sono stati riallocati i portafogli di energia per la fornitura al mercato vincolato al fine di garantire alle società di vendita di Enel il margine regolato del 2,5%.

Le tariffe di distribuzione rimangono inalterate mentre gli ancillary services vengono incrementati di 1 RON/MWh.

Il 22 dicembre 2008 sono state pubblicate le tariffe di distribuzione per il 2009.

A fine dicembre sono state pubblicate le tariffe finali regionali per i clienti residenziali e non residenziali, quelle di trasmissione e degli ancillary services.

**Legge a supporto dell’energia rinnovabile**

Nel 2005 è stato introdotto un obbligo quantitativo sui fornitori di elettricità, reso flessibile da un sistema di certificati trasferibili (un certificato per MWh), che possono essere commercializzati bilateralmente o su un apposito mercato.

A novembre 2008 è stata approvata una nuova legge per il supporto alla generazione di energia da fonti rinnovabili. La nuova legislazione rinforza i meccanismi di supporto al rinnovabile (certificati verdi) già a oggi in essere.

In particolare, viene garantita la durata per 15 anni del certificato verde per impianti rinnovabili ritenuti idonei, sono concessi 2 certificati per ogni MWh prodotto da impianti eolici e viene aumentato il valore massimo del certificato verde (runghe tra 27 e 55 euro/MWh).
Russia

Apertura del mercato
Nell’ambito della progressiva apertura del mercato stabilita dal Governo russo, a luglio 2008 è stato superato un nuovo scalino, che ha fissato i volumi di energia elettrica per la vendita sul mercato libero pari al 25% dei volumi del 2007. Tale soglia è coerente con le previsioni del decreto governativo del 7 aprile 2007, n. 207, che ha stabilito la progressiva liberalizzazione del mercato fino al 100% dei volumi non domestici nel 2011.

Capacity market
L’avvio del mercato della capacità, dopo aver subito alcuni ritardi, è stato sancito dal decreto governativo n. 476 del 28 giugno 2008; è stata quindi avviata la vendita libera di capacità dalla seconda metà del 2008, anche se la piena attuazione delle nuove regole è prevista dal 2009. L’asta per la selezione della capacità con diritto a vendere sul mercato libero per il 2008 si è tenuta a luglio. È previsto che ogni mese il gestore del mercato (Administrator of Trading System, ATS) pubblichi i prezzi di riferimento per gli acquirenti di capacità (società di vendita e grandi consumatori) che non hanno sottoscritto contratti bilaterali di compravendita della stessa. I prezzi di riferimento di luglio-novembre si attestano in media a circa 144.000 rubli/MW/mese per la zona europea (dove si trovano gli impianti di OGK-5). Il 31 ottobre 2008 il Market Council ha approvato le regole generali di funzionamento e di accreditamento delle Borse per la vendita di contratti forward di capacità ed energia elettrica sul mercato libero (in applicazione dello stesso decreto n. 476). Al momento, una Borsa (Arena) ha ottenuto l’accreditamento e ha fissato l’avvio delle contrattazioni per il 2009 a partire da fine dicembre. A inizio dicembre 2008 si è svolta l’asta annuale per la selezione di capacità (KOM) per il 2009. Tutti gli impianti esistenti (inclusi quelli di OGK-5) sono selezionati per definizione. I prezzi preliminari di capacità per il 2009 non sono ancora stati resi pubblici.

Lo stesso decreto n. 476 prevede che il Ministero dell’Energia elabori le regole per il mercato di capacità a lungo termine (previsto a partire dal 2011); tali regole sono attualmente in discussione presso gli organi competenti e la loro approvazione è annunciata per marzo 2009.

Price-cap nel mercato dell’energia

Inoltre il 5 dicembre 2008 il FAS (autorità antitrust) e ATS hanno raggiunto un accordo per quantificare l’entità delle deviazioni che devono essere rilevate da ATS e riportate a FAS nell’ambito dell’attività di monitoraggio dei prezzi del mercato dell’energia.
Aggiornamenti tariffari
Il 23 settembre 2008 Federal Service of Tariff (FST) ha approvato le modifiche della metodologia di indicizzazione delle tariffe regolate di generazione (energia e capacità). Tra le principali modifiche, la nuova metodologia prevede che la deviazione tra gli indicatori previsti per l’indicizzazione delle tariffe e quelli effettivi di crescita dei costi (per esempio di combustibile) venga compensata solo nel caso i risultati finanziari del generatore risultino complessivamente negativi. Il 6 novembre FST ha approvato le tariffe regolate all’ingrosso di gas applicate da Gazprom per il primo e secondo semestre 2009. La crescita media prevista, di circa il 19%, è in linea con le previsioni del Governo (il decreto n. 333 del 2007 ha previsto il progressivo aumento del prezzo del gas regolato fino alla convergenza ai valori di net-back rispetto alle vendite sui mercati europei). Il 27 novembre 2008 sono state pubblicate le tariffe di vendita all’ingrosso dell’energia elettrica e della capacità per l’anno 2009 (Decisione n. 272). Le tariffe di OGK-5 sono in linea con gli indicatori di crescita dei costi (combustibile e inflazione) previsti dal Governo; inoltre, l’impianto a carbone di Reftinskaya ha ottenuto un parziale riconoscimento in tariffa degli investimenti di carattere ambientale. Il 2 dicembre FST ha altresì pubblicato i prezzi indicativi di acquisto all’ingrosso dei volumi regolati di energia e capacità, applicabili ai consumatori all’ingrosso (grandi consumatori e società retail).

Grecia

Proposta di modifica dello schema regolatorio
Nel corso del 2008 è stata sottoposta a consultazione una serie di provvedimenti relativi sia al mercato elettrico sia a quello del gas al fine di promuovere lo sviluppo di un quadro regolatorio di riferimento completo, basato su interventi di normativa primaria e secondaria. La consultazione dei suddetti documenti è tuttora in corso e la pubblicazione dei provvedimenti definitivi è attesa nel corso del 2009.

Emission Trading
Il 22 aprile 2008 la Grecia è stata dichiarata non conforme ai limiti, imposti dalle Nazioni Unite, riguardanti il Protocollo di Kyoto ed è quindi esclusa dal mercato delle quote di emissione. Il provvedimento è stato adottato nei confronti della Grecia per non aver registrato correttamente le emissioni di gas serra. Nonostante la presentazione da parte del Governo greco di nuovi dati, la non conformità è stata ufficializzata.

Legge di incentivo alle rinnovabili
Il sistema greco di incentivo alla generazione da fonti rinnovabili (basato sulla legge n. 2368/2006, che ha aggiornato la legge precedente n. 2773/1999) prevede un meccanismo di feed-in con tariffe garantite differenziate per fonte (idroelettrico sotto i 15 MW, eolico on-shore e off-shore, biomasse, biogas, solare termico, fotovoltaico e geotermico); le tariffe sono, inoltre, differenti tra sistemi interconnessi e non. L’energia è venduta con un contratto tra il generatore e HTSO (Hellenic Transmission System Operator), che ha una durata di 12 anni, con possibilità di estensione fino a 20 anni. Le tariffe sono aggiornate annualmente, con riferimento all’andamento delle tariffe regolate per PPC (Public Power Corporation), fino al momento in cui la quota di mercato dello stesso sarà superiore al 70%, e successivamente saranno indicizzate all’80% dell’indice dei prezzi al consumo.
In aggiunta al regime di *feed-in*, alcuni investimenti in produzione rinnovabile possono ricevere, alternativamente, tre forme di sussidio sostenute da finanziamento pubblico:

> sussidi corrispondenti al 20–40% delle spese in conto capitale (inclusi i costi di connessione);
> esenzione fiscale totale sui ricavi della società;
> sussidi sul costo del lavoro per due anni.

**USA**

**Legge a supporto dell’energia rinnovabile**

A livello federale esiste un sistema di *Production Tax Credit* (PTC), in base al quale ai produttori da fonti rinnovabili è riconosciuto un credito fiscale (il cui valore nel 2007 è stato di circa 2 dollari statunitensi/MWh in media). Il 30 maggio 2008 è stata approvata dalla Camera dei Rappresentanti l’estensione per 3 anni della PTC per impianti a energia rinnovabile, attesa per fine anno. Il 3 ottobre 2008 il Congresso ha esteso la PTC di un anno per gli impianti eolici e di due anni per gli impianti che sfruttano altre fonti rinnovabili (mini-idro, geotermici, a biomasse e solari).

Negli Stati Uniti non esiste un meccanismo di incentivazione tariffaria alle fonti rinnovabili di energia a livello federale. A oggi 30 Stati hanno adottato un meccanismo di quote obbligatorie in capo ai fornitori di energia (*Renewable Portfolio Standard*), accompagnate da certificati trasferibili per attestare il rispetto dell’obbligo; al fine di adempiere all’obbligo, i fornitori bandiscono aste per la sottoscrizione di contratti a lungo termine (10-15 anni) per l’acquisto di energia certificata.
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo
Definizione degli indicatori di *performance*

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

Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

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

*Attività immobilizzate nette:* determinate quale differenza tra le “Attività non correnti” e le “Passività non correnti” a esclusione:
- delle “Attività per imposte anticipate”;
- dei “Crediti finanziari verso altri istituti”, dei “Crediti finanziari per *deficit* sistema elettrico spagnolo”, dei “Titoli diversi a *fair value through profit or loss* per designazione” e altre partite, inclusi nella voce “Attività finanziarie non correnti”;
- del “Finanziamenti a lungo termine”;
- dei “TFR e altri benefici ai dipendenti”;
- dei “Fondi rischi e oneri”;
- delle “Passività per imposte differite”.

*Capitale circolante netto:* definito quale differenza tra le “Attività correnti” e le “Passività correnti” a esclusione:
- dei “Crediti per anticipazioni di *factoring*”, della “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine”, degli “Altri titoli” e altre partite, inclusi nella voce “Attività finanziarie correnti”;
- delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”;
- dei “Finanziamenti a breve termine” e delle “Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine”.

*Attività nette destinate alla vendita:* definite come somma algebrica delle “Attività destinate alla vendita” e delle “Passività destinate alla 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 destinate alla vendita”.

Principali variazioni dell’area di consolidamento

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

**2007**

> acquisizione, in data 2 febbraio 2007, dell’intero capitale della società panamense Enel Panama Holding (già Enel Fortuna), che ha consentito a Enel di disporre del pieno controllo di Fortuna e di consolidarla con il metodo integrale;
> acquisizione di una partecipazione del 40% di Artic Russia, controllante diretta di SeverEnergia, e successiva acquisizione da parte di quest’ultima, in data 4 aprile 2007, di un gruppo di asset nel settore del gas; trattandosi di controllo congiunto, Artic Russia e SeverEnergia sono consolidate con il metodo proporzionale;
> acquisizione, in data 2 luglio 2007, del 90% di Nuove Energie, società operante nella realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del gas naturale liquefatto;
> acquisizione, in data 1° ottobre 2007, del 100% di tre società (International Wind Power, Wind Parks of Thrace e International Wind Parks of Thrace) operanti nella generazione da fonte eolica in Grecia;
> acquisizione, in data 5 ottobre 2007, a seguito dell’esito positivo dell’Offerta Pubblica di Acquisto (OPA) effettuata, del 42,08% del capitale di Endesa; a partire da tale data, tenuto conto delle quote di capitale già detenute (24,97%), Endesa viene consolidata con il metodo proporzionale trattandosi di controllo congiunto;
> acquisizione, in data 24 ottobre 2007, del 100% di Blue Line, una società rumena che possiede i diritti per lo sviluppo di progetti eolici nella regione di Dobrogea;
> acquisizione, in data 6 dicembre 2007, del 100% di Inelec, società attiva nella generazione da fonte idroelettrica in Messico.

**2008**

> acquisizione, in data 5 marzo 2008, dell’85% di Enel Productie (già Global Power Investment), società rumena operativa nella generazione di energia elettrica;
> acquisizione, in data 19 maggio 2008, del 100% del capitale delle società International Wind Parks of Crete e Hydro Constructional, operanti in Grecia nella generazione di energia da fonti rinnovabili;
> conclusione, in data 28 maggio 2008, del processo organizzativo di governance della società OGK-5 che ha determinato, a partire da tale data, l’assunzione da parte di Enel del suo pieno controllo. Enel, attraverso la controllata Enel Investment Holding aveva acquisito in più tranche il 59,80% del capitale sociale
della società russa (di cui il 22,65% attraverso l’OPA conclusasi in data 6 marzo 2008), per poi cedere a terzi, in data 25 giugno 2008, una quota di minoranza pari al 4,1%. A partire dal 28 maggio 2008 la società è consolidata con il metodo integrale;

> cessione, in data 26 giugno 2008, del perimetro di attività individuato dagli accordi siglati tra Enel e Acciona in data 26 marzo 2007 e tra Enel, Acciona ed E.On il 2 aprile 2007 e il 18 marzo 2008, costituito da:
− le attività e le passività detenute direttamente o indirettamente da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, nonché talune ulteriori attività in Spagna (di seguito “Endesa Europa”);
− le attività e le passività inerenti alle partecipazioni detenute da Enel in Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribución e alle partecipazioni detenute dalle stesse;

> acquisizione, in data 30 giugno 2008, dell’80% di Marcinelle Energie, che sta realizzando una centrale a gas con tecnologia a ciclo combinato in Belco; la società è consolidata tenendo conto della put option sul 20% concessa a Duferco in sede di definizione dell’acquisizione;

> cessione, in data 25 luglio 2008, del 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel (HDE), società costituita da Enel Produzione in data 12 maggio 2008 per lo sviluppo congiunto con soci terzi del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento. Tenuto conto dell’assetto di governance previsto dall’accordo, Enel esercita un’influenza dominante su HDE fino all’approvazione del bilancio relativo all’esercizio 2010 e quindi, fino a tale momento, la società è consolidata con il metodo integrale.

Ai fini della rappresentazione contabile delle pattuizioni contenute nell’accordo del 26 marzo 2007 tra Enel e Acciona e a seguito del raggiungimento del controllo congiunto di Endesa, nella situazione patrimoniale riclassificata al 31 dicembre 2007 erano classificati come “Attività nette destinate alla vendita” gli asset oggetto del trasferimento a E.On e le attività nette riferibili alle energie rinnovabili detenute da Endesa e destinate a essere trasferite ad Acciona. A seguito del perfezionamento della cessione a E.On, nella situazione patrimoniale riclassificata al 31 dicembre 2008 tale voce include solo le attività e le passività inerenti alle energie rinnovabili. Inoltre, a seguito degli accordi sottoscritti con Terna per il trasferimento del ramo di azienda inerente alle linee di distribuzione di energia elettrica ad alta tensione e dello stato attuale della procedura di dismissione delle attività relative alla rete di distribuzione del gas, le attività e le passività oggetto di tali operazioni sono state anch’esse classificate al 31 dicembre 2008 nella voce “Attività nette destinate alla vendita”.

Nella situazione economica riclassificata sono stati rappresentati come discontinued operations i risultati economici, al netto del relativo effetto fiscale, riconducibili alle attività di Endesa Europa sino alla data della loro cessione a E.On, in quanto tali attività nette erano state acquisite al solo fine della loro rivendita, e i risultati economici inerenti alla rete di distribuzione del gas, essenzialmente riconducibili alla società Enel Rete Gas, in quanto rappresentativi di un importante ramo di attività nel territorio nazionale.
Allocazione definitiva del prezzo di acquisizione alle attività nette relative a Endesa

A far data dal 5 ottobre 2007, a seguito dell’acquisizione tramite OPA del 42,08% del capitale sociale di Endesa, la stessa è stata consolidata con il metodo proporzionale, tenuto conto anche delle quote di capitale già possedute anteriormente a tale data (24,97%). Il primo consolidamento di Endesa al 31 dicembre 2007 è stato effettuato secondo quanto previsto dal principio contabile internazionale di riferimento (IFRS 3) e, come consentito dallo stesso principio, la contabilizzazione iniziale dell’operazione di aggregazione del Gruppo Endesa nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2007 è stata effettuata in via provvisoria. Il completamento dell’allocazione del costo di acquisizione, avvenuto nell’ultimo trimestre 2008 entro i termini previsti dall’IFRS 3, ha determinato variazioni nei valori precedentemente iscritti per effetto della definitiva determinazione dei fair value delle attività acquisite e delle passività assunte. Tali variazioni hanno, pertanto, determinato la rettifica dei saldi di alcune voci patrimoniali ed economiche di Endesa prese a base del suo primo consolidamento; conseguentemente, ai soli fini comparativi, i saldi di tali voci relativi all’esercizio 2007 sono stati opportunamente rideterminati.
### Risultati economici del Gruppo

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Totale ricavi</td>
<td>61.184</td>
<td>43.688</td>
<td>17.496</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale costi</td>
<td>46.846</td>
<td>33.812</td>
<td>13.034</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity</td>
<td>(20)</td>
<td>(36)</td>
<td>16</td>
</tr>
<tr>
<td>MARGINE OPERATIVO LORDO</td>
<td>14.318</td>
<td>9.840</td>
<td>4.478</td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamenti e perdite di valore</td>
<td>4.777</td>
<td>3.059</td>
<td>1.718</td>
</tr>
<tr>
<td>RISULTATO OPERATIVO</td>
<td>9.541</td>
<td>6.781</td>
<td>2.760</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi finanziari</td>
<td>2.596</td>
<td>2.128</td>
<td>468</td>
</tr>
<tr>
<td>Oneri finanziari</td>
<td>5.806</td>
<td>3.013</td>
<td>2.793</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale proventi/(oneri) finanziari</td>
<td>(3.210)</td>
<td>(885)</td>
<td>(2.325)</td>
</tr>
<tr>
<td>Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</td>
<td>48</td>
<td>12</td>
<td>36</td>
</tr>
<tr>
<td>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</td>
<td>6.379</td>
<td>5.908</td>
<td>471</td>
</tr>
<tr>
<td>Imposte</td>
<td>585</td>
<td>1.956</td>
<td>(1.371)</td>
</tr>
<tr>
<td>RISULTATO DELL'OPERAZIONI CONTINUING</td>
<td>5.794</td>
<td>3.952</td>
<td>1.842</td>
</tr>
<tr>
<td>RISULTATO DELL'OPERAZIONI DISCONTINUED</td>
<td>240</td>
<td>179</td>
<td>61</td>
</tr>
<tr>
<td>RISULTATO NETTO (Gruppo e terzi)</td>
<td>6.034</td>
<td>4.131</td>
<td>1.903</td>
</tr>
<tr>
<td>(Utili)/Perdite di pertinenza di terzi</td>
<td>(741)</td>
<td>(215)</td>
<td>(526)</td>
</tr>
<tr>
<td>RISULTATO NETTO DEL GRUPPO</td>
<td>5.293</td>
<td>3.916</td>
<td>1.377</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Ricavi

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati</td>
<td>53.535</td>
<td>39.165</td>
<td>14.370</td>
</tr>
<tr>
<td>Vendita e trasporto di gas ai clienti finali</td>
<td>3.307</td>
<td>2.097</td>
<td>1.210</td>
</tr>
<tr>
<td>Plusvalenze da cessione di attività</td>
<td>328</td>
<td>-</td>
<td>328</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri servizi, vendite e proventi diversi</td>
<td>4.014</td>
<td>2.426</td>
<td>1.588</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>61.184</td>
<td>43.688</td>
<td>17.496</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Nel 2008 i ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati ammontano a 53.535 milioni di euro, in crescita di 14.370 milioni di euro rispetto al 2007 (+36,7%). Tale incremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:


> incremento di 999 milioni di euro come effetto congiunto dei maggiori ricavi di vendita sulla Borsa dell’energia elettrica (dovuti principalmente all’incremento
dei prezzi medi di vendita, in parte bilanciato dalla riduzione delle quantità vendute) e dei maggiori ricavi di vendita verso l’Acquirente Unico realizzati principalmente tramite contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione a partire dal 2008;

> aumento dei ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica in Italia per complessivi 935 milioni di euro da attribuire sostanzialmente alla crescita dei ricavi per vendita di energia sul mercato libero connessa all’aumento dei volumi venduti e dei prezzi medi di vendita;

> maggiori ricavi connessi alle vendite all’ingrosso sul mercato libero per 622 milioni di euro per effetto essenzialmente dell’aumento dei volumi ceduti ai rivenditori e della crescita dei prezzi medi di vendita;

> diminuzione di 79 milioni di euro dei ricavi da vendita di energia incentivata al Gestore dei Servizi Elettrici, essenzialmente a causa dei minori volumi prodotti da impianti qualificati CIP 6 principalmente per il termine del periodo di incentivazione di alcune centrali.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** risultano in crescita di 1.210 milioni di euro (+57,7%), riferibili principalmente al consolidamento di Endesa per 680 milioni di euro e all’incremento dei ricavi sul mercato domestico per 541 milioni di euro attribuibile all’aumento delle quantità vendute, per effetto dell’andamento più favorevole della curva termica registrato nel primo trimestre 2008 che ha più che compensato l’andamento sfavorevole del quarto trimestre, e all’incremento del numero medio dei clienti serviti.

Le **plusvalenze da cessione di attività** sono pari al 31 dicembre 2008 a 328 milioni di euro e si riferiscono alla plusvalenza realizzata a seguito della cessione del 51% della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel perfezionatasi nel mese di luglio 2008. Tale provento include l’effetto dell’aggiustamento prezzo già riconosciuto dalla controparte.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel 2008 a 4.014 milioni di euro (2.426 milioni di euro nel 2007) evidenziando un aumento di 1.588 milioni di euro (+65,5%) rispetto all’esercizio precedente. Tale incremento è da collegare in massima parte ai seguenti fenomeni:

> incremento dei lavori di ingegneria e costruzioni per 519 milioni di euro, di cui 343 milioni di euro riferibili a Endesa;

> maggiori vendite di combustibili per trading per 245 milioni di euro. Tale variazione è connessa all’aumento per 260 milioni di euro dei ricavi per trading di combustibili delle società in Spagna, in parte compensati dalla contrazione delle vendite sul mercato domestico per 15 milioni di euro;

> crescita dei ricavi riferiti alla vendita di beni per 208 milioni di euro che includono principalmente gli effetti connessi alla vendita di CERs (Certified Emission Reduction);

> aumento dei contributi di allacciamento dell’energia elettrica e del gas per 101 milioni di euro, di cui 67 milioni di euro riferibili al consolidamento di Endesa;

> maggiori altri proventi per 332 milioni di euro relativi al consolidamento di Endesa e riferiti principalmente a canoni di locazione, servizi su impianti di terzi e altri contributi.
### Costi

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Acquisto di energia elettrica</td>
<td>24.037</td>
<td>19.139</td>
<td>4.898</td>
</tr>
<tr>
<td>Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica</td>
<td>7.548</td>
<td>4.224</td>
<td>3.324</td>
</tr>
<tr>
<td>Combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali</td>
<td>3.067</td>
<td>1.656</td>
<td>1.411</td>
</tr>
<tr>
<td>Materiali</td>
<td>1.329</td>
<td>746</td>
<td>583</td>
</tr>
<tr>
<td>Costo del personale</td>
<td>4.049</td>
<td>3.263</td>
<td>786</td>
</tr>
<tr>
<td>Servizi e godimento beni di terzi</td>
<td>6.352</td>
<td>4.987</td>
<td>1.365</td>
</tr>
<tr>
<td>Oneri per emissioni di CO₂</td>
<td>138</td>
<td>7</td>
<td>131</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri costi operativi</td>
<td>1.576</td>
<td>920</td>
<td>656</td>
</tr>
<tr>
<td>Costi capitalizzati</td>
<td>(1.250)</td>
<td>(1.130)</td>
<td>(120)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>46.846</strong></td>
<td><strong>33.812</strong></td>
<td><strong>13.034</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

I costi per acquisto di energia elettrica si incrementano nel 2008 di 4.898 milioni di euro (+25,6%). Tale incremento è connesso principalmente all’aumento delle quantità acquistate destinate al mercato libero domestico e dei prezzi medi di acquisto, nonché ai maggiori acquisti effettuati dalle società estere di recente acquisizione, di cui 2.153 milioni di euro connessi al consolidamento di Endesa.

I costi per consumi di combustibili per generazione di energia elettrica nel 2008 sono pari a 7.548 milioni di euro, in crescita di 3.324 milioni di euro rispetto ai valori dell’esercizio precedente (+78,7%) per effetto principalmente del consolidamento di Endesa (2.235 milioni di euro) e di OGK-5 (353 milioni di euro) e dell’incremento sul mercato domestico dei costi unitari medi dei combustibili.

I costi per l’acquisto di combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali si attestano a 3.067 milioni di euro, in crescita di 1.411 milioni di euro rispetto all’esercizio 2007. Tale variazione riflette sostanzialmente gli effetti connessi al consolidamento di Endesa (674 milioni di euro), nonché i maggiori costi connessi all’acquisto di gas per la vendita ai clienti finali correlati all’andamento dei ricavi.

I costi per materiali, pari a 1.329 milioni di euro nel 2008, sono in crescita di 583 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente (+78,2%), di cui 347 milioni di euro riferibili al consolidamento di Endesa.

Il costo del personale nel 2008 è pari a 4.049 milioni di euro, in crescita di 786 milioni di euro (+24,1%) con un aumento della consistenza media del 24,6%. Isolando l’effetto della variazione dell’area di consolidamento relativa all’esercizio 2008, l’effetto del diverso periodo di consolidamento riferibile principalmente a Endesa, nonché altre partite non ricorrenti, il costo del lavoro nel 2008 è in diminuzione di 38 milioni di euro (-1,4%) a fronte di una contrazione dell’organico medio pari al -6,4%.

I costi per prestazioni di servizi e godimento beni di terzi nel 2008 ammontano a 6.352 milioni di euro, in crescita di 1.365 milioni di euro (+27,4%) rispetto all’esercizio 2007. Tale variazione è connessa al consolidamento di Endesa (avvenuto a partire dal 1° ottobre 2007) per 1.412 milioni di euro ed è riferita
essenzialmente a costi di trasporto, manutenzioni e riparazioni, prestazioni professionali e consulenze, nonché a servizi diversi e altre spese.

Gli oneri per emissioni di CO2 nel 2008 ammontano a 138 milioni di euro, in aumento di 131 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. Tale variazione è relativa per 72 milioni di euro al diverso periodo di consolidamento di Endesa ed, essenzialmente, all’incremento dei prezzi medi unitari di approvvigionamento rispetto allo scorso esercizio, al termine del quale è coincisa la scadenza dei primi piani nazionali di allocazione. Il risultato del 2008 è riferibile prevalentemente agli acquisti effettuati in corso d’anno per la copertura del fabbisogno di quote risultante dalle quantità prodotte rispetto a quelle assegnate dai rispettivi nuovi piani di allocazione.

Gli altri costi operativi nell’esercizio 2008 ammontano a 1.576 milioni di euro, in crescita di 656 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente (+71,3%). Tali oneri includono gli effetti derivanti dalla variazione del perimetro di consolidamento relativa a Endesa (406 milioni di euro) nonché il risultato negativo, pari a 109 milioni di euro, rilevato per effetto della cessione a E.On a fine giugno 2008 delle attività di Enel relative al Gruppo Viesgo.

Nell’esercizio 2008 i costi capitalizzati sono in crescita di 120 milioni di euro (+10,6%) per effetto principalmente della contribuzione di Endesa (111 milioni di euro).

I proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity sono negativi per 20 milioni di euro nel 2008 (36 milioni di euro di oneri netti nell’esercizio precedente). In particolare, il risultato del 2008 si riferisce per 143 milioni di euro all’onere netto da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere a fine esercizio (73 milioni di euro di oneri netti nel 2007), parzialmente compensato per 123 milioni di euro dai proventi netti su posizioni chiuse nell’esercizio (37 milioni di euro di proventi netti nel 2007).

Gli ammortamenti e perdite di valore sono in crescita di 1.718 milioni di euro (+56,2%). La variazione dell’esercizio 2008, oltre a riflettere la contribuzione di Endesa (1.138 milioni di euro), risente sostanzialmente delle maggiori perdite di valore rilevate principalmente sui crediti commerciali per vendite di energia elettrica e gas, nonché dell’adeguamento effettuato nel primo trimestre 2008 (168 milioni di euro) delle attività nette relative a Viesgo, oggetto di cessione a E.On, al valore stimato delle stesse in base alla valutazione complessiva effettuata dalle banche di investimento alla fine del medesimo trimestre. 

Il risultato operativo dell’esercizio 2008 si attesta a 9.541 milioni di euro, con una crescita di 2.760 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+40,7%), beneficiando principalmente dei risultati derivanti dalle recenti acquisizioni, di cui 2.320 milioni di euro riferibili alla contribuzione di Endesa.

Gli oneri finanziari netti nell’esercizio 2008 sono pari a 3.210 milioni di euro, con un aumento complessivo di 2.325 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. In particolare, la variazione dell’esercizio 2008 è correlabile essenzialmente all’incremento degli interessi e altri oneri netti, pari a 1.646 milioni di euro, per effetto sostanzialmente dell’aumento dell’indebitamento finanziario netto medio registrato a seguito delle acquisizioni perfezionate a partire dal secondo trimestre.

La _quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto_ nell’esercizio 2008 è positiva per complessivi 48 milioni di euro, in crescita di 36 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente, e include, oltre ai risultati connessi al consolidamento di Endesa (34 milioni di euro), gli effetti relativi alla valutazione con il metodo del patrimonio netto di OGK-5 fino alla conclusione, alla fine di maggio 2008, del processo organizzativo di _governance_ che ha comportato, a partire da tale data, l’assunzione da parte di Enel del pieno controllo.

Le _imposte_ dell’esercizio 2008 ammontano a 585 milioni di euro con un’incidenza sul risultato _ante_ imposte del 9,2% a fronte di un’incidenza del 33,1% nell’esercizio 2007.

L’andamento dell’esercizio 2008 risente principalmente degli effetti netti (1.858 milioni di euro) derivanti dall’adeguamento della fiscalità differita conseguente al riallineamento delle differenze tra i valori civilistici e fiscali delle attività materiali di talune società italiane (legge n. 244/07), al netto degli oneri per la relativa imposta sostitutiva (1.521 milioni di euro), e degli effetti (290 milioni di euro) sulla fiscalità differita derivanti dall’applicazione dell’addizionale IRES per il settore energia su specifiche società italiane (decreto legge n. 112/08).
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo


Si evidenzia che nel corso del quarto trimestre 2008, così come consentito dall’IFRS 3 - Aggregazioni aziendali, si è concluso il processo di allocazione
definitiva delle differenze tra il costo di acquisto e le attività acquisite al netto delle passività assunte di Endesa (per la cui trattazione si rimanda allo specifico paragrafo “Allocazione definitiva del prezzo di acquisizione alle attività nette relative a Endesa” incluso nella presente Relazione). A conclusione di tale processo è stato pertanto determinato in via definitiva l’avviamento riferito all’operazione di acquisizione per un ammontare pari a 12.360 milioni di euro. Alla fine del 2008 si è inoltre concluso il processo di allocazione del prezzo di Inelec e delle società eoliche International Wind Power, Wind Parks of Thrace e International Wind Parks of Thrace; il loro avviamento determinato in via residuale è da ritenersi, pertanto, iscritto in via definitiva.

Relativamente ai **goodwill** emergenti dalle acquisizioni finalizzate nel corso dell’esercizio 2008, i valori rilevati in tale voce sono invece da considerarsi in via provvisoria in attesa di completare le necessarie valutazioni per una loro migliore attribuzione alle attività acquisite e/o alle passività assunte.

Le **partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto**, pari a 397 milioni di euro, sono in diminuzione di 1.575 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. Il saldo al 31 dicembre 2007 includeva per 1.652 milioni di euro il valore della partecipazione nel 37,15% del capitale della società OGK-5; il buon esito dell’Offerta Pubblica di Acquisto promossa da Enel sulla società di generazione russa e il successivo perfezionamento del processo organizzativo di governance della società hanno comportato nel corso del 2008 l’assunzione da parte di Enel del suo controllo e il conseguente consolidamento integrale. Tale diminuzione risulta in parte bilanciata dalla rilevazione della partecipazione pari al 30% nel capitale sociale di alcune società titolari di una serie di progetti eolici in Grecia per un valore complessivo di 122 milioni di euro.

Il saldo delle **altre attività/(passività) non correnti nette** al 31 dicembre 2008 è negativo per 2.669 milioni di euro, in aumento di 606 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007. La variazione è imputabile sostanzialmente ai seguenti fattori:

- incremento, pari a 937 milioni di euro, delle passività finanziarie non correnti per effetto delle maggiori passività connesse a strumenti derivati per 971 milioni di euro, parzialmente compensate dalla variazione della valutazione al **fair value** dell’opzione di vendita concessa da Enel ad Acciona per 34 milioni di euro;
- crescita, pari a 558 milioni di euro, delle attività finanziarie non correnti dovuta essenzialmente alle maggiori attività connesse a strumenti derivati per 615 milioni di euro, parzialmente compensata dal minor valore delle partecipazioni in altre imprese valutate al **fair value** per un valore complessivo di 45 milioni di euro.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 1.860 milioni di euro al 31 dicembre 2008. Il saldo era positivo per 2.134 milioni di euro al 31 dicembre 2007. La variazione è imputabile ai seguenti principali fenomeni:

- aumento dei **credit commerciali**, pari a 802 milioni di euro, per effetto principalmente dei maggiori crediti riferiti alla vendita di energia elettrica e gas sul mercato libero domestico e della variazione del perimetro di consolidamento connesso alle acquisizioni dell’esercizio. Tali effetti risultano parzialmente compensati dai minori crediti commerciali riferiti alle vendite di energia sulla Borsa dell’energia elettrica;
- crescita delle **rimanenze**, pari a 456 milioni di euro, riferibile in massima parte al maggior valore delle giacenze dei combustibili connesso principalmente
all’aumento dei prezzi medi e all’effetto del consolidamento nell’esercizio di OGK-5;
> diminuzione dei crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati pari a 1.845 milioni di euro. In particolare, il saldo al 31 dicembre 2008 è negativo per 805 milioni di euro a fronte di un valore positivo per 1.040 milioni di euro al 31 dicembre 2007. La variazione risente principalmente dell’incasso, per 983 milioni di euro, di una parte dei crediti relativi all’applicazione del meccanismo di perequazione sull’acquisto di energia elettrica in Italia riferiti al periodo 2005-2007, dell’incasso dei crediti relativi agli stranded cost per gas nigeriano nonché dei maggiori debiti netti di Endesa verso il sistema elettrico spagnolo;
> aumento delle altre passività correnti al netto delle rispettive attività per 2.429 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
  - aumento per 1.400 milioni di euro dei debiti netti per imposte sul reddito; tale incremento è sostanzialmente correlabile alla rilevazione delle imposte correnti pari a 3.855 milioni di euro, inclusive dell’imposta sostitutiva ex legge n. 244/07 (1.521 milioni di euro), al netto dei pagamenti di imposte pari a 2.375 milioni di euro;
  - crescita delle altre passività non finanziarie nette per 635 milioni di euro dovuta principalmente ai maggiori debiti tributari netti relativi a imposte indirette per complessivi 448 milioni di euro;
  - incremento delle altre passività finanziarie nette per un valore complessivo di 394 milioni di euro, di cui 256 milioni di euro riferiti a strumenti finanziari derivati;
> crescita dei debiti commerciali, pari a 978 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai maggiori debiti per acquisti di energia elettrica, oltre che agli effetti della variazione del perimetro di consolidamento dell’esercizio 2008.

I fondi diversi, pari a 10.831 milioni di euro, sono in calo di 3.430 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. Tale variazione è da ricondurre principalmente ai seguenti fattori:
> contrazione delle imposte differite nette di 3.880 milioni di euro, relativa principalmente agli effetti sulla fiscalità differita conseguenti all’affrancamento effettuato da talune società italiane in base alla facoltà prevista dalla legge n. 244/07. Tale riduzione risente inoltre della rilevazione della fiscalità di competenza dell’esercizio, riferita principalmente alla valutazione degli strumenti derivati, e degli effetti connessi alle differenze cambio;
> crescita dei fondi rischi e oneri pari a 460 milioni di euro, che risente in larga misura degli effetti connessi all’adeguamento cambi dell’esercizio.

Le attività nette destinate alla vendita, pari a 3.460 milioni di euro al 31 dicembre 2008, includono per un ammontare di 1.594 milioni di euro le attività nette relative alle fonti rinnovabili detenute da Endesa e destinate a essere trasferite ad Acciona, per 1.021 milioni di euro le attività nette connesse alla rete di distribuzione del gas identificabili essenzialmente nella società Enel Rete Gas e per 845 milioni di euro le attività nette riferibili alla rete di distribuzione dell’energia elettrica ad alta tensione destinata a essere ceduta a Terna. Il saldo al 31 dicembre 2007, pari a 9.380 milioni di euro, si riferisce, per complessivi 8.305 milioni di euro, alle attività nette relative alle fonti rinnovabili detenute da Endesa e agli asset di Endesa Europa (tenuto conto degli effetti su tali attività nette derivanti dal completamento del processo di allocazione del prezzo di Endesa) e, per un valore complessivo di 1.075 milioni di euro, alle attività nette riferibili al Gruppo Viesgo.
Si precisa che gli asset di Endesa Europa e le attività di Enel relative al Gruppo Viesgo hanno formato oggetto di cessione a E.On nel mese di giugno 2008.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2008 è pari a 76.262 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 26.295 milioni di euro e dall’indebitamento finanziario netto per 49.967 milioni di euro. Quest’ultimo, al 31 dicembre 2008, presenta un’incidenza sul patrimonio netto di 1,90 (2,09 al 31 dicembre 2007).
Indebitamento finanziario netto

L’indebitamento finanziario netto è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto:

### Milioni di euro


#### Indebitamento a lungo termine:
- finanziamenti bancari 29.392 28.343 1.049
- obbligazioni 20.248 22.365 (2.117)
- preference share 973 966 7
- debiti verso altri finanziatori 432 481 (49)

#### Indebitamento a lungo termine 51.045 52.155 (1.110)

Crediti finanziari e titoli a lungo termine (2.891) (1.339) (1.552)

#### Indebitamento netto a lungo termine 48.154 50.816 (2.662)

#### Indebitamento a breve termine:

Finanziamenti bancari:
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine 590 461 129
- utilizzo linee di credito revolving 14 20 (6)
- altri finanziamenti a breve verso banche 1.564 1.260 304

#### Indebitamento bancario a breve termine 2.168 1.741 427

Obbligazioni (quota a breve) 2.364 2.033 331
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve) 156 235 (79)
Commercial paper 3.792 3.893 (101)

Altri debiti finanziari a breve termine 97 112 (15)

#### Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine 6.409 6.273 136

Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve) (524) (1.402) 878
Crediti finanziari per operazioni di factoring (367) (205) (162)
Altri crediti finanziari a breve termine (694) (97) (597)

Disponibilità presso banche e titoli a breve (5.179) (1.335) (3.844)
Disponibilità e crediti finanziari a breve (6.764) (3.039) (3.725)

#### Indebitamento netto a breve termine 1.813 4.975 (3.162)

#### INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO 49.967 55.791 (5.824)

#### Indebitamento finanziario “Attività destinate alla vendita” 795 1.725 (930)


Tale decremento risente del beneficio derivante dal perfezionamento della cessione delle attività relative a Endesa Europa e Viesgo a E.On, pari a 6.773 milioni di euro, parzialmente compensato dai fabbisogni generati dalla finalizzazione dell’operazione di acquisizione del controllo della società OGK-5, pari a 831 milioni di euro, dall’acquisizione del 64,4% del capitale di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) per un corrispettivo di 827 milioni di euro e dalla distribuzione dei dividendi e degli acconti nel corso del 2008.

L’indebitamento finanziario netto delle attività destinate a essere cedute ammonta al 31 dicembre 2008 a 795 milioni di euro e si riferisce esclusivamente al debito finanziario netto delle attività rinnovabili di Endesa destinate a essere trasferite ad Acciona Energia, nonché al debito di Enel Rete Gas. Al 31 dicembre 2007 la
voce include inoltre l’indebitamento finanziario netto correlato alle attività di Endesa Europa e Viesgo oggetto della cessione a E.On nel primo semestre 2008. L’indebitamento finanziario netto a lungo termine si decremente di 2.662 milioni di euro, per effetto della riduzione del debito lordo a lungo termine di 1.110 milioni di euro e dell’incremento dei crediti finanziari a lungo termine per 1.552 milioni di euro.

In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 29.392 milioni di euro, in aumento di 1.049 milioni di euro, riflettono l’utilizzo per 18,7 miliardi di euro delle tranche a 36 e 60 mesi della linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro, nonché l’utilizzo per 3.773 milioni di euro della linea di credito revolving da 5 miliardi di euro in capo a Enel SpA. L’indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a 1.813 milioni di euro al 31 dicembre 2008, si riduce di 3.162 milioni di euro rispetto a fine 2007, in relazione alle maggiori disponibilità liquide e crediti finanziari a breve termine per 3.725 milioni di euro, all’aumento dei debiti bancari a breve termine per 427 milioni di euro e all’aumento dei debiti verso altri finanziatori per 136 milioni di euro.

In particolare, i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 6.409 milioni di euro, includono le emissioni di commercial paper in capo a Enel Finance International, Endesa Internacional BV (oggi Endesa LatinoAmerica) ed Endesa Capital SA, per 3.792 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 2.364 milioni di euro, di cui circa 420 milioni di euro relativi a prestiti obbligazionari emessi da Enel SpA e la restante parte relativa ai prestiti obbligazionari emessi dal Gruppo Endesa.

Le disponibilità e i crediti finanziari a breve termine, pari a 6.764 milioni di euro, si incrementano di 3.725 milioni di euro essenzialmente per effetto della disponibilità connessa al perfezionamento della vendita degli asset di Endesa a E.On conclusasi a fine giugno.

**Flussi finanziari**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Disponibilità e mezzi equivalenti all’inizio dell’esercizio</td>
<td>1.463</td>
<td>572</td>
<td>891</td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui discontinued operations</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Cash flow da attività operativa</strong></td>
<td>10.510</td>
<td>6.070</td>
<td>4.440</td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui discontinued operations</td>
<td>(387)</td>
<td>80</td>
<td>(367)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Cash flow da attività di investimento/disinvestimento</strong></td>
<td>(2.140)</td>
<td>(35.353)</td>
<td>33.213</td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui discontinued operations</td>
<td>(113)</td>
<td>(80)</td>
<td>(33)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Cash flow da attività di finanziamento</strong></td>
<td>(4.510)</td>
<td>30.226</td>
<td>(34.736)</td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui discontinued operations</td>
<td>500</td>
<td>-</td>
<td>500</td>
</tr>
<tr>
<td>Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti</td>
<td>(112)</td>
<td>(52)</td>
<td>(60)</td>
</tr>
<tr>
<td>Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell’esercizio (1) (2)</td>
<td>5.211</td>
<td>1.463</td>
<td>3.748</td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui discontinued operations</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Di cui titoli a breve pari a 73 milioni di euro al 31 dicembre 2008 (101 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
(2) Di cui disponibilità liquide delle Attività destinate a essere cedute pari a 32 milioni di euro al 31 dicembre 2008 (128 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Il cash flow da attività operativa nell’esercizio 2008 è positivo per 10.510 milioni di euro, in aumento di 4.440 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente (+73,1%). Tale variazione beneficia della crescita del margine operativo lordo, registrato anche per effetto del consolidamento di Endesa e delle sue attività acquisite al solo fine della loro rivendita (pari a 3.536 milioni di euro) e del miglioramento nel 2008 dei flussi di cassa generati dalla gestione del capitale circolante netto.

Il cash flow da attività di finanziamento ha assorbito liquidità per complessivi 4.510 milioni di euro mentre aveva generato liquidità per 30.226 milioni di euro nell’esercizio precedente. Il flusso del 2008 risente degli effetti derivanti dal pagamento dei dividendi e degli acconti per 3.401 milioni di euro e dei maggiori debiti finanziari netti per 1.128 milioni di euro, parzialmente compensati dall’aumento del capitale e delle riserve per l’esercizio di stock option (12 milioni di euro) e da aumenti di capitale versati da azionisti di minoranza (7 milioni di euro).

Risultati per area di attività

Ai fini della comparabilità delle informazioni, i valori relativi all’esercizio 2007 sono stati riattribuiti alle Divisioni di riferimento così come definite dal nuovo assetto organizzativo di settembre 2008. Pertanto, rispetto a quanto presentato al 31 dicembre 2007 i dati della Divisione Ingegneria e Innovazione sono derivati dalla Divisione Generazione ed Energy Management, i dati relativi alla Divisione Iberia e America Latina sono stati riattribuiti dalla Divisione Internazionale, mentre i valori relativi alla Divisione Energie Rinnovabili sono stati derivati:

- dalla Divisione Generazione ed Energy Management per gli impianti idroelettrici non programmabili, gli impianti geotermici, eolici e solari;
- dalla Divisione Iberia e America Latina per i dati relativi alle società Enel Latin America, Inelec, Americas Generation Corporation ed Enel Unión Fenosa Renovables;
- dalla Divisione Mercato per la società Enel.si.
Risultati per area di attività del 2008 e del 2007

### Risultati 2008 (1)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Mercato</th>
<th>GEM</th>
<th>Ing. e Inn.</th>
<th>Infr. e Reti</th>
<th>Iberia e America Latina</th>
<th>Intern.le</th>
<th>Energie Rinnov.</th>
<th>Capogr.</th>
<th>Servizi e Altre attività</th>
<th>Elisioni e rettifiche</th>
<th>Totale</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi verso terzi</td>
<td>22.447</td>
<td>14.253</td>
<td>167</td>
<td>1.843</td>
<td>15.788</td>
<td>4.487</td>
<td>1.675</td>
<td>405</td>
<td>159</td>
<td>(40)</td>
<td>61.184</td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi intersettoriali</td>
<td>162</td>
<td>7.890</td>
<td>838</td>
<td>4.694</td>
<td>17</td>
<td>221</td>
<td>177</td>
<td>322</td>
<td>1.010</td>
<td>(15.331)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale ricavi</strong></td>
<td>22.609</td>
<td>22.143</td>
<td>1.005</td>
<td>6.537</td>
<td>15.805</td>
<td>4.708</td>
<td>1.852</td>
<td>727</td>
<td>1.169</td>
<td>(15.371)</td>
<td>61.184</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity</strong></td>
<td>580</td>
<td>(368)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(64)</td>
<td>(114)</td>
<td>(44)</td>
<td>(10)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(20)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Margine operativo lordo</strong></td>
<td>554</td>
<td>3.113</td>
<td>14</td>
<td>3.719</td>
<td>4.647</td>
<td>1.044</td>
<td>1.188</td>
<td>(71)</td>
<td>116</td>
<td>(6)</td>
<td>14.318</td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamenti e perdite di valore</td>
<td>439</td>
<td>854</td>
<td>3</td>
<td>875</td>
<td>1.799</td>
<td>488</td>
<td>207</td>
<td>23</td>
<td>89</td>
<td>-</td>
<td>4.777</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato operativo</strong></td>
<td>115</td>
<td>2.259</td>
<td>11</td>
<td>2.844</td>
<td>2.848</td>
<td>556</td>
<td>981</td>
<td>(94)</td>
<td>27</td>
<td>(6)</td>
<td>9.541</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</strong></td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(3.162)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Imposte</strong></td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>585</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato delle continuing operations</strong></td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>5.794</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato delle discontinued operations</strong></td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>240</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)</strong></td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>6.034</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Attività operative</strong></td>
<td>8.105</td>
<td>15.357</td>
<td>217</td>
<td>19.773</td>
<td>(2)</td>
<td>53.201</td>
<td>(4)</td>
<td>12.562</td>
<td>5.593</td>
<td>1.233</td>
<td>1.883</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Passività operative</strong></td>
<td>6.127</td>
<td>4.468</td>
<td>474</td>
<td>6.023</td>
<td>(3)</td>
<td>9.255</td>
<td>(5)</td>
<td>5.098</td>
<td>691</td>
<td>1.351</td>
<td>1.658</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Investimenti</strong></td>
<td>72</td>
<td>887</td>
<td>-</td>
<td>1.407</td>
<td>2.382</td>
<td>681</td>
<td>951</td>
<td>13</td>
<td>109</td>
<td>-</td>
<td>6.502</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(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 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 32.4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 2.368 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(5) Di cui 36 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".
### RISULTATI 2007 (1)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Mercato</th>
<th>GEM</th>
<th>Ing. e Inn.</th>
<th>Infr. e Reti</th>
<th>Iberia e America Latina</th>
<th>Intern.le</th>
<th>Energie Rinnov.</th>
<th>Capogr.</th>
<th>Servizi e Altre attività</th>
<th>Elisioni e rettifiche</th>
<th>Totale</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi verso terzi</td>
<td>22.096</td>
<td>11.781</td>
<td>541</td>
<td>4.510</td>
<td>2.725</td>
<td>1.271</td>
<td>612</td>
<td>190</td>
<td>(38)</td>
<td>43.688</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi intersettoriali</td>
<td>83</td>
<td>5.281</td>
<td>930</td>
<td>4.916</td>
<td>7</td>
<td>69</td>
<td>265</td>
<td>338</td>
<td>957</td>
<td>(12.846)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale ricavi</td>
<td>22.179</td>
<td>17.062</td>
<td>930</td>
<td>5.457</td>
<td>4.517</td>
<td>2.794</td>
<td>1.536</td>
<td>950</td>
<td>1.147</td>
<td>(12.884)</td>
<td>43.688</td>
</tr>
</tbody>
</table>

| Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity | 44 | (189) | - | - | 22 | 106 | (18) | (1) | - | - | (36) |

| Margine operativo lordo | 318 | 2.743 | 11 | 3.543 | 1.420 | 766 | 989 | (59) | 130 | (21) | 9.840 |

| Ammortamenti e perdite di valore | 214 | 825 | 3 | 801 | 536 | 412 | 171 | 16 | 81 | - | 3.059 |

| Risultato operativo | 104 | 1.918 | 8 | 2.742 | 884 | 354 | 818 | (75) | 49 | (21) | 6.781 |

| Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | - | - | - | - | - | - | - | - | (873) |

| Imposte | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.956 |

| Risultato delle continuing operations | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3.952 |

| Risultato delle discontinued operations | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 179 |

| Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4.131 |

| Attività operative | 7.530 | 15.606 | 118 | 18.223 | 64.789 (2) | 7.524 | 4.628 | 1.228 | 1.610 | (3.907) | 117.349 |
| Investimenti | 59 | 900 | - | 1.587 | 1.255 | 332 | 663 | 19 | 114 | - | 4.929 |

(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 12.579 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita”.
(3) Di cui 2.147 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".
La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Totale attività</strong></td>
<td>133.207</td>
<td>130.851</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide</td>
<td>13.251</td>
<td>8.234</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività di natura fiscale</td>
<td>7.746</td>
<td>5.268</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Attività di settore</strong></td>
<td>112.210</td>
<td>117.349</td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui:</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Mercato</td>
<td>8.105</td>
<td>7.530</td>
</tr>
<tr>
<td>Generazione ed Energy Management</td>
<td>15.357</td>
<td>15.606</td>
</tr>
<tr>
<td>Ingegneria e Innovazione</td>
<td>217</td>
<td>118</td>
</tr>
<tr>
<td>Infrastrutture e Reti (1)</td>
<td>19.773</td>
<td>18.223</td>
</tr>
<tr>
<td>Iberia e America Latina (2)</td>
<td>53.201</td>
<td>64.789</td>
</tr>
<tr>
<td>Internazionale</td>
<td>12.562</td>
<td>7.524</td>
</tr>
<tr>
<td>Energie Rinnovabili</td>
<td>5.593</td>
<td>4.628</td>
</tr>
<tr>
<td>Capogruppo</td>
<td>1.233</td>
<td>1.228</td>
</tr>
<tr>
<td>Servizi e Altre attività</td>
<td>1.883</td>
<td>1.610</td>
</tr>
<tr>
<td>Elisioni e rettifiche (5.714)</td>
<td>(3.907)</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

| **Totale passività** | 106.912 | 104.218 |
| Passività di natura finanziaria e finanziamenti | 66.079 | 65.299 |
| Passività di natura fiscale | 10.838 | 10.223 |
| **Passività di settore** | 29.995 | 28.696 |
| - di cui: | | |
| Mercato | 6.127 | 5.217 |
| Generazione ed Energy Management | 4.468 | 4.693 |
| Ingegneria e Innovazione | 474 | 312 |
| Infrastrutture e Reti (3) | 6.023 | 5.123 |
| Iberia e America Latina (4) | 9.255 | 9.824 |
| Internazionale | 5.098 | 3.627 |
| Energie Rinnovabili | 691 | 363 |
| Capogruppo | 1.351 | 1.225 |
| Servizi e Altre attività | 1.658 | 1.376 |
| Elisioni e rettifiche (5.150) | (3.064) | |

(1) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (0 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
(2) Di cui 2.968 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (12.579 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
(3) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (0 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
(4) Di cui 36 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (2.147 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
**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 e Vallenergie (quest’ultima limitatamente al territorio della Valle d’Aosta) per la vendita di energia elettrica sul mercato di maggior tutela;
> 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.

**Dati operativi**

**VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Mercato libero:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- clienti mass market</td>
<td>31.783</td>
<td>18.369</td>
<td>13.414</td>
</tr>
<tr>
<td>- clienti business (1)</td>
<td>23.734</td>
<td>21.578</td>
<td>2.156</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale mercato libero</strong></td>
<td>55.517</td>
<td>39.947</td>
<td>15.570</td>
</tr>
<tr>
<td>Mercati di maggior tutela e salvaguardia (2)</td>
<td>81.714</td>
<td>102.493</td>
<td>(20.779)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td>137.231</td>
<td>142.440</td>
<td>(5.209)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Forniture a clienti large ed energivori (consumi annui maggiori a 1 GWh).
(2) Le vendite sul mercato di salvaguardia a partire dal 1° maggio 2008 sono incluse nel mercato libero (per complessivi 4.449 milioni di kWh).

L’energia venduta sul mercato libero nel 2008 è pari a 55.517 milioni di kWh, in aumento di 15.570 milioni di kWh rispetto all’esercizio precedente, per effetto principalmente della maggiore apertura del mercato che ha comportato, per contro, una riduzione dei volumi venduti nei mercati di maggior tutela e salvaguardia.

**N. clienti**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Mercato libero:</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- clienti mass market</td>
<td>2.002.430</td>
<td>1.202.069</td>
</tr>
<tr>
<td>- clienti business (1)</td>
<td>31.479</td>
<td>23.986</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale mercato libero</strong> (2)</td>
<td>2.033.909</td>
<td>1.226.055</td>
</tr>
<tr>
<td>Mercati di maggior tutela e salvaguardia</td>
<td>28.419.119</td>
<td>29.489.225</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td>30.453.028</td>
<td>30.715.280</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Forniture a clienti large ed energivori (consumi annui maggiori a 1 GWh).
(2) Include clienti dual energy.

Il gas venduto nel 2008 ammonta a 5.677 milioni di metri cubi, in aumento di 780 milioni di metri cubi rispetto al precedente esercizio. Tale andamento è dovuto all’incremento delle quantità vendute a entrambe le tipologie di clienti.

Al 31 dicembre 2008, i clienti serviti sono pari a circa 2,6 milioni, in crescita di circa 0,2 milioni di unità rispetto al 31 dicembre 2007.

### Risultati economici

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>22.609</td>
<td>22.179</td>
<td>430</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity</td>
<td>580</td>
<td>44</td>
<td>536</td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>554</td>
<td>318</td>
<td>236</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>115</td>
<td>104</td>
<td>11</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività operative</td>
<td>8.105</td>
<td>7.530</td>
<td>575</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività operative</td>
<td>6.127</td>
<td>5.217</td>
<td>910</td>
</tr>
<tr>
<td>Dipendenti a fine esercizio (n.)</td>
<td>4.170</td>
<td>4.669</td>
<td>(499)</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti</td>
<td>72</td>
<td>59</td>
<td>13</td>
</tr>
</tbody>
</table>

I ricavi complessivi del 2008 ammontano a 22.609 milioni di euro, in aumento di 430 milioni di euro rispetto al 2007 (+1,9%) in conseguenza dei seguenti principali fattori:

> maggiori ricavi sul mercato del gas naturale per 565 milioni di euro, prevalentemente riferibili all’aumento delle quantità vendute (+780 milioni di metri cubi) sia per effetto dell’incremento dei clienti serviti sia per un più favorevole andamento della curva termica registrato nel primo trimestre 2008 che ha più che compensato l’andamento sfavorevole nel quarto trimestre dell’esercizio;

> minori ricavi sul mercato dell’energia elettrica per 135 milioni di euro, per effetto essenzialmente del decremento delle vendite nei mercati di maggior tutela e di salvaguardia, quest’ultimo, in particolare, penalizzato dalla cessione di alcuni clienti a partire dal 1° maggio 2008 che ha più che compensato gli effetti delle maggiori quantità vendute sul mercato libero e della crescita dei prezzi medi di vendita.

Il margine operativo lordo complessivo si attesta a 554 milioni di euro, in aumento di 236 milioni di euro rispetto ai 318 milioni di euro registrati nel 2007 (+74,2%). Tale incremento è imputabile:

> all’incremento del margine sulle attività di vendita di energia nei mercati regolati per 107 milioni di euro, prevalentemente riferibile all’efficientamento della struttura operativa (167 milioni di euro) e alla rilevazione nel 2007 dell’onere
relativo alla sanzione amministrativa irrogata con la delibera n. 66/07 per 12 milioni di euro; tali effetti sono parzialmente compensati dall’effetto negativo di partite pregresse relative alle attività di vendita degli esercizi precedenti per 61 milioni di euro e dal decremento del margine energia per 11 milioni di euro; all’incremento del margine da vendita di energia elettrica sul mercato libero per 240 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla migliore marginalità del portafoglio clienti, alle maggiori quantità vendute nonché ai risultati positivi realizzati nella gestione del rischio commodity; al decremento del margine da vendita di gas naturale ai clienti finali per 35 milioni di euro, che risente dell’incremento dei costi medi di approvvigionamento e trasporto che ha più che compensato gli effetti dell’incremento delle quantità vendute; a maggiori altri costi operativi non direttamente attribuibili ai prodotti per 76 milioni di euro, relativi prevalentemente alla struttura commerciale dedicata alla gestione della clientela del mercato libero dell’elettricità e del gas e ad altre partite pregresse.

Il risultato operativo è pari a 115 milioni di euro, in aumento di 11 milioni di euro rispetto al 2007, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 225 milioni di euro a seguito di maggiori impairment di crediti commerciali, effettuati anche per tener conto degli sviluppi del quadro regolatorio sui distacchi dei clienti morosi.

Investimenti
Gli investimenti ammontano a 72 milioni di euro, in aumento di 13 milioni di euro rispetto al 2007, e si riferiscono prevalentemente a investimenti in immobilizzazioni immateriali.
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 EnelProduzione e Hydro Dolomiti Enel (quest’ultima limitatamente alla Provincia di Trento);
  - trading sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, EnelTrade Hungary ed Enel Trade Romania;
> approvvigionamento e vendita di prodotti energetici, tramite EnelTrade:
  - approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo;
  - vendita di gas naturale a clienti “distributori”;
> sviluppo di progetti di stoccaggio di gas naturale, tramite Enel Stocaggi.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Termoelettrica</td>
<td>64.654</td>
<td>67.334</td>
<td>(2.680)</td>
</tr>
<tr>
<td>Idroelettrica</td>
<td>20.738</td>
<td>16.847</td>
<td>3.891</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale produzione netta</strong></td>
<td><strong>85.392</strong></td>
<td><strong>84.181</strong></td>
<td><strong>1.211</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Nel 2008 la produzione netta di energia perviene a 85.392 milioni di kWh con un incremento dell’1,4% rispetto al 2007. In particolare, si evidenzia la crescita della produzione idroelettrica per 3.891 milioni di kWh da riferire prevalentemente alle diverse condizioni di idraulicità dei due esercizi di riferimento, parzialmente bilanciata dalla riduzione della produzione termoelettrica (-2.680 milioni di kWh).

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Olio combustibile pesante (S&gt;0,25%)</td>
<td>2.181</td>
<td>3.2%</td>
<td>2.746</td>
</tr>
<tr>
<td>Olio combustibile leggero (S&lt;0,25%)</td>
<td>3.521</td>
<td>5,1%</td>
<td>4.799</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale olio combustibile</strong></td>
<td><strong>5.702</strong></td>
<td><strong>8,3%</strong></td>
<td><strong>10,5%</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Gas naturale</td>
<td>32.224</td>
<td>46,9%</td>
<td>33.959</td>
</tr>
<tr>
<td>Carbone</td>
<td>30.422</td>
<td>44,2%</td>
<td>30.171</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri combustibili</td>
<td>410</td>
<td>0,6%</td>
<td>349</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td><strong>68.758</strong></td>
<td><strong>100,0%</strong></td>
<td><strong>72.024</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Nel 2008, il mix di combustibili impiegati nella produzione termoelettrica evidenzia un incremento dell’utilizzo del carbone a scapito degli altri combustibili. La produzione termica lorda registra comunque un decremento complessivo del 4,5% rispetto al 2007 soprattutto per il consistente minor funzionamento richiesto agli impianti tradizionali a olio/gas e per la perdita di produzione nell’ultima parte dell’anno da parte degli impianti a carbone e a ciclo combinato, influenzata anche dalle fermate per revisione generale di alcune sezioni delle centrali di Brindisi Sud, La Spezia e Priolo Gargallo.
La produzione da carbone si mantiene sostanzialmente allineata a quella del 2007, in quanto la maggior disponibilità rispetto al 2007 degli impianti di Brindisi Sud e di Fusina ha compensato il minor impiego registrato dagli impianti di piccola taglia. La produzione da olio combustibile è diminuita in misura significativa (-24,4%) per la ridotta competitività degli impianti tradizionali a olio combustibile leggero.

### POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Impianti termoelettrici (1)</td>
<td>24.862</td>
<td>25.005</td>
<td>(143)</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>12.914</td>
<td>12.900</td>
<td>14</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>37.776</td>
<td>37.905</td>
<td>(129)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Di cui 1.320 MW indisponibili per attività di trasformazione (2.081 MW al 31 dicembre 2007) e 876 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (990 MW al 31 dicembre 2007).

La potenza efficiente netta installata in Italia al 31 dicembre 2008 risulta sostanzialmente in linea (-0,3%) con quella registrata alla fine dell’esercizio 2007. In particolare, la riduzione della potenza termoelettrica di 143 MW deriva sostanzialmente dalla dismissione della sezione 3 della centrale di Termini Imerese (-105 MW), mentre le trasformazioni delle centrali di Torrevaldaliga Nord (da olio/gas a carbone) e Termini Imerese (sezione 42 da olio/gas a ciclo combinato) hanno sostanzialmente impattato sul mix tra diversi combustibili.

### Risultati economici

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>22.143</td>
<td>17.062</td>
<td>5.081</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi (Oneri) netti da gestione rischio commodity</td>
<td>(368)</td>
<td>(189)</td>
<td>(179)</td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>3.113</td>
<td>2.743</td>
<td>370</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>2.259</td>
<td>1.918</td>
<td>341</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività operative</td>
<td>15.357</td>
<td>15.606</td>
<td>(249)</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività operative</td>
<td>4.468</td>
<td>4.693</td>
<td>(225)</td>
</tr>
<tr>
<td>Dipendenti a fine esercizio (n.)</td>
<td>6.829</td>
<td>6.931</td>
<td>(102)</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti</td>
<td>887</td>
<td>900</td>
<td>(13)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

I ricavi del 2008 ammontano a 22.143 milioni di euro, in aumento di 5.081 milioni di euro (+29,8%) rispetto al 2007 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- maggiori vendite di energia elettrica destinata al mercato libero per 2.913 milioni di euro, da riferire alle maggiori quantità di energia vendute alla Divisione Mercato (+16,3 TWh), nonché ai maggiori volumi venduti direttamente ai rivenditori operanti sul medesimo mercato (+10,1 TWh);
- maggiori ricavi per attività di trading di combustibili pari a 614 milioni di euro, connessi essenzialmente alla crescita dei prezzi unitari; tale incremento è riferibile ai ricavi da vendita di gas per 579 milioni di euro e alle vendite di altri combustibili per 35 milioni di euro;
- maggiori ricavi per attività di trading di energia elettrica nei mercati internazionali per 551 milioni di euro, pur in presenza di volumi intermediati leggermente inferiori (-0,5 TWh);
- maggiori ricavi per vendite sulla Borsa dell’energia elettrica per 473 milioni di euro, dovuti essenzialmente alla crescita dei prezzi medi di vendita che ha più che compensato la riduzione delle quantità vendute (-5,9 TWh);
> rilevazione nel 2008 della plusvalenza derivante dalla cessione del 51% di Hydro Dolomiti Enel per 328 milioni di euro, inclusivi dell’aggiustamento prezzo di 5 milioni di euro già riconosciuto dall’acquirente;
> ricavi per vendite di CERs (Certified Emission Reduction) per 152 milioni di euro, non presenti nel precedente esercizio.


Il **risultato operativo** si attesta a 2.259 milioni di euro, in aumento di 341 milioni di euro (+17,8%) rispetto al 2007. Tale incremento è da attribuire prevalentemente alla crescita del margine operativo lordo, parzialmente compensata da maggiori ammortamenti e perdite di valore (29 milioni di euro), queste ultime da riferirsi prevalentemente alla centrale di Mercure (Cosenza), ove permangono alcuni problemi autorizzativi.

### Investimenti

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Impianti di produzione:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- termoelettrici</td>
<td>733</td>
<td>773</td>
<td>(40)</td>
</tr>
<tr>
<td>- idroelettrici</td>
<td>91</td>
<td>84</td>
<td>7</td>
</tr>
<tr>
<td>- con fonti energetiche alternative</td>
<td>25</td>
<td>10</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale impianti di produzione</strong></td>
<td>849</td>
<td>867</td>
<td>(18)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Altri investimenti in immobilizzazioni materiali</strong></td>
<td>20</td>
<td>16</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Investimenti in immobilizzazioni immateriali</strong></td>
<td>18</td>
<td>17</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td>887</td>
<td>900</td>
<td>(13)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Gli **investimenti** ammontano a 887 milioni di euro, di cui 849 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del 2008 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 733 milioni di euro (tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 493 milioni di euro) e gli interventi di rifacimento e ripotenziamanto sugli impianti idroelettrici programmabili per 91 milioni di euro, mentre gli interventi su impianti con fonti energetiche alternative ammontano a 25 milioni di euro.
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

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>1.005</td>
<td>930</td>
<td>75</td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>14</td>
<td>11</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>11</td>
<td>8</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività operative</td>
<td>217</td>
<td>118</td>
<td>99</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività operative</td>
<td>474</td>
<td>312</td>
<td>162</td>
</tr>
<tr>
<td>Dipendenti a fine periodo (n.)</td>
<td>1.020</td>
<td>881</td>
<td>139</td>
</tr>
</tbody>
</table>

I ricavi del 2008 ammontano a 1.005 milioni di euro, in aumento di 75 milioni di euro (+8,1%) rispetto all’esercizio precedente. L’incremento, in presenza di attività sostanzialmente invariate nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management, è da collegarsi alle maggiori prestazioni svolte dalla Divisione:

> nei confronti di EnelViesgo Generación (oggi E.On España) per 58 milioni di euro, riferibili alle attività in corso per lo sviluppo delle centrali termoelettriche di Escatron, Algeciras e Puente Nuevo;

> nei confronti della Divisione Internazionale per 27 milioni di euro, prevalentemente riferibili allo sviluppo della centrale a ciclo combinato di Livadia in Grecia (12 milioni di euro), alla ristrutturazione della centrale nucleare slovacca di Mochove (5 milioni di euro), nonché alla attività in corso presso la centrale termoelettrica di Maritza in Bulgaria (4 milioni di euro).


Infrastrutture e Reti

Alla Divisione Infrastrutture e Reti è prevalentemente demandata la gestione delle reti di distribuzione di energia elettrica e del gas.
Le attività sono espletate da:

- Enel Distribuzione e Deval (quest’ultima limitatamente al territorio della Valle d’Aosta) per la distribuzione di energia elettrica;
- Enel Rete Gas per la distribuzione del gas;
- Enel Sole per l’illuminazione pubblica e artistica.

A seguito dello stato attuale della procedura di dismissione delle attività relative alla rete di distribuzione del gas, le attività e le passività riconducibili essenzialmente a Enel Rete Gas sono state classificate al 31 dicembre 2008 nella voce “Attività nette destinate alla vendita”, mentre i risultati economici inerenti alla rete di distribuzione del gas, in quanto rappresentativi di un significativo ramo di attività nel territorio nazionale, sono stati classificati nei due periodi messi a confronto come discontinued operations.

Dati operativi

**RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Linee alta tensione a fine esercizio (km) (1)</td>
<td>18.939</td>
<td>18.930</td>
<td>9</td>
</tr>
<tr>
<td>Linee media tensione a fine esercizio (km)</td>
<td>340.427</td>
<td>338.644</td>
<td>1.783</td>
</tr>
<tr>
<td>Linee bassa tensione a fine esercizio (km)</td>
<td>752.789</td>
<td>747.406</td>
<td>5.383</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)</td>
<td>1.112.155</td>
<td>1.104.980</td>
<td>7.175</td>
</tr>
<tr>
<td>Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) (2)</td>
<td>257.884</td>
<td>259.047</td>
<td>(1.163)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Include il perimetro classificato al 31 dicembre 2008 come “destinato alla vendita” per 18.882 km.
(2) Il dato del 2007 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

La consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica, comprensiva delle linee ad alta tensione destinate a essere trasferite a Terna, e i quantitativi di energia vettoriata non presentano scostamenti significativi rispetto al precedente esercizio, registrando una variazione, rispettivamente, dello 0,6% e del -0,4%.

**RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASPORTO DI GAS**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Gas vettoriato (milioni di m³)</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Per società Gruppo Enel</td>
<td>2.966</td>
<td>2.864</td>
<td>102</td>
</tr>
<tr>
<td>Per società di terzi</td>
<td>638</td>
<td>587</td>
<td>51</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale gas vettoriato (1)</td>
<td>3.604</td>
<td>3.451</td>
<td>153</td>
</tr>
<tr>
<td>Rete a fine esercizio (km) (2)</td>
<td>31.912</td>
<td>31.243</td>
<td>669</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Include il perimetro delle attività classificato come discontinued operations (3.584 milioni di m³ nel 2008 e 3.434 milioni di m³ nel 2007).
(2) Include il perimetro classificato al 31 dicembre 2008 come “destinato alla vendita” per 31.357 km.

L’incremento del gas vettoriato, pari a 153 milioni di metri cubi (+4,4%), è da ricondursi alle condizioni climatiche del 2008 che rispetto allo scorso esercizio hanno comportato una crescita dei volumi richiesti. A tali condizioni positive si aggiungono inoltre gli effetti dell’incremento, tenuto conto della rete pertinente a Enel Rete Gas, della rete di distribuzione, che ha registrato una crescita del 2,1% rispetto al 31 dicembre 2007.
**Risultati economici**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>6.537</td>
<td>5.457</td>
<td>1.080</td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>3.719</td>
<td>3.543</td>
<td>176</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>2.844</td>
<td>2.742</td>
<td>102</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività operative (1)</td>
<td>19.773</td>
<td>18.223</td>
<td>1.550</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività operative (2)</td>
<td>6.023</td>
<td>5.123</td>
<td>900</td>
</tr>
<tr>
<td>Dipendenti a fine esercizio (n.) (3)</td>
<td>21.683</td>
<td>22.710</td>
<td>(1.027)</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti</td>
<td>1.407</td>
<td>1.587</td>
<td>(180)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (0 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
(2) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (0 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
(3) Include 1.289 unità riferite al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (0 al 31 dicembre 2007).

I ricavi complessivi del 2008 ammontano a 6.537 milioni di euro, in aumento di 1.080 milioni di euro rispetto al 2007 (+19,8%) in conseguenza dei maggiori ricavi della rete di distribuzione di energia elettrica per 1.082 milioni di euro, dovuti essenzialmente (1.014 milioni di euro) alla nuova regolazione dei servizi di trasmissione dell’energia elettrica che prevede, in applicazione del decreto legge n. 73/07 e delle successive conseguenti disposizioni emanate dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas, l’attribuzione alle società di distribuzione della componente riflessa in tariffa delle attività di trasporto (con analogo effetto sui costi operativi), nonché all’effetto positivo netto derivante dal meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione.

Il margine operativo lordo complessivo ammonta a 3.719 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 176 milioni di euro (+5,0%) riconducibile alla rideterminazione delle partite energia del 2005 e del 2006 a seguito dell’allineamento dei punti di prelievo sulle reti di alta tensione (134 milioni di euro), al miglioramento del margine energia per 65 milioni di euro prevalentemente riferibile alle maggiori quantità trasportate, nonché al contenimento dei costi operativi; tali effetti positivi sono parzialmente compensati dalla riduzione dei premi per la qualità del servizio per 168 milioni di euro.

Il risultato operativo complessivo, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 875 milioni di euro (801 milioni di euro nel 2007), si attesta a 2.844 milioni di euro, in aumento di 102 milioni di euro rispetto a quello del 2007 (+3,7%).

**Investimenti**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Reti di distribuzione di energia elettrica</td>
<td>1.204</td>
<td>1.204</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Reti di distribuzione di gas</td>
<td>1</td>
<td>91</td>
<td>(90) -98,9%</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti di produzione da fonti alternative</td>
<td>-</td>
<td>9</td>
<td>(9) -100,0%</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri investimenti in immobilizzazioni materiali</td>
<td>147</td>
<td>124</td>
<td>23 18,5%</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti in immobilizzazioni immateriali</td>
<td>55</td>
<td>159</td>
<td>(104) -65,4%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong> (1)</td>
<td><strong>1.407</strong></td>
<td><strong>1.587</strong></td>
<td><strong>(180)</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Non include nel 2008 gli investimenti effettuati dal perimetro di attività classificato come “destinato alla vendita”, pari a 116 milioni di euro.

Gli investimenti decrescono di 180 milioni di euro, essenzialmente per effetto della classificazione tra le attività destinate alla vendita di Enel Rete Gas, nonché dei minori investimenti in attività immateriali, tra cui quelli relativi al progetto Giove e ad altri sistemi informatici.
**Iberia e America Latina**

La Divisione Iberia e America Latina ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le 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 accoglie inoltre nel 2008 i risultati economici e patrimoniali relativi al Gruppo Endesa, operante in Spagna, in Portogallo e in America Latina (in particolare Cile, Colombia, Brasile, Argentina e Perù) nel settore della generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica e gas, oltre a svolgere altre attività connesse al proprio core business, così come, fino alla data della loro cessione e del conseguente deconsolidamento (giugno 2008), i dati riferiti al perimetro di attività rappresentato dalle società Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios, Electra de Viesgo Distribución e le partecipazioni detenute dalle stesse, ceduto a E.On.

Al fine di facilitare la comparazione dei dati dei due periodi messi a confronto e considerando il diverso intervallo temporale di consolidamento di Endesa, i risultati della Divisione attribuibili a Endesa sono evidenziati separatamente.

**Dati operativi**

### PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>di cui Endesa</td>
<td>di cui Endesa</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Termoelettrica</td>
<td>52.409</td>
<td>51.560</td>
<td>17.277</td>
</tr>
<tr>
<td>Nucleare</td>
<td>17.508</td>
<td>17.508</td>
<td>4.052</td>
</tr>
<tr>
<td>Idroelettrica</td>
<td>29.808</td>
<td>29.331</td>
<td>8.020</td>
</tr>
<tr>
<td>Eolica</td>
<td>1.897</td>
<td>1.897</td>
<td>260</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre fonti</td>
<td>166</td>
<td>166</td>
<td>29</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale produzione netta</strong></td>
<td><strong>101.788</strong></td>
<td><strong>100.462</strong></td>
<td><strong>29.638</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

La produzione netta effettuata nel 2008 è pari a 101.788 milioni di kWh, con un incremento di 72.150 milioni di kWh rispetto al 2007 riferibile al consolidamento di Endesa (76.075 milioni di kWh), parzialmente compensato dalla riduzione relativa alla cessione di Enel Viesgo Generación (-3.925 milioni di kWh).

La produzione netta di Endesa si riferisce sostanzialmente alla produzione effettuata nella Penisola Iberica per 59.132 milioni di kWh (di cui 34.157 milioni di kWh riferibili alla generazione da fonte termoelettrica e 17.508 milioni di kWh alla generazione da fonte nucleare) e alla produzione effettuata in America Latina per 40.693 milioni di kWh (di cui 23.885 milioni di kWh riferibili alla produzione da fonte idroelettrica e 16.788 milioni di kWh riferibili alla produzione da fonte termoelettrica).

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>di cui Endesa</td>
<td>di cui Endesa</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti termoelettrici</td>
<td>13.324</td>
<td>13.324</td>
<td>13.724</td>
<td>12.929</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>9.566</td>
<td>9.566</td>
<td>10.181</td>
<td>9.509</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti eolici</td>
<td>1.209</td>
<td>1.209</td>
<td>950</td>
<td>950</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti nucleari</td>
<td>2.442</td>
<td>2.442</td>
<td>2.441</td>
<td>2.441</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti con fonti alternative</td>
<td>48</td>
<td>48</td>
<td>41</td>
<td>41</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale potenza efficiente netta</strong></td>
<td><strong>26.589</strong></td>
<td><strong>26.589</strong></td>
<td><strong>27.337</strong></td>
<td><strong>25.870</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Il dato include il perimetro di attività di Endesa relativo alle energie rinnovabili classificato come “destinato alla vendita” (1.411 MW al 31 dicembre 2008; 1.093 MW al 31 dicembre 2007).  
(2) Il dato include per 1.467 MW il perimetro di attività di Enel Viesgo Generación classificato al 31 dicembre 2007 come “destinato alla vendita”.  
(3) Il dato non include per complessivi 7.676 MW il perimetro di attività di Endesa acquisito ai soli fini della rivendita e ceduto nel giugno 2008 a E.On.

La potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2008 registra un decremento di 748 MW, quale saldo netto delle cessioni di Enel Viesgo Generación per 1.467 MW e l’incremento netto della capacità produttiva realizzato da Endesa per 719 MW, prevalentemente da fonte termoelettrica (con un incremento più significativo in America Latina) ed eolica (sostanzialmente riferibile all’acquisizione di Parques Eólicos Valencianos, oltre a nuovi parchi eolici sul territorio spagnolo).
RETILI DISTRIBUZIONE E TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Linee alta tensione a fine esercizio (km)</td>
<td>21.919</td>
<td>24.879</td>
<td>2.960</td>
</tr>
<tr>
<td>Linee media tensione a fine esercizio (km)</td>
<td>165.119</td>
<td>169.213</td>
<td>4.094</td>
</tr>
<tr>
<td>Linee bassa tensione a fine esercizio (km)</td>
<td>196.503</td>
<td>221.069</td>
<td>24.566</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)</td>
<td>383.541</td>
<td>415.161</td>
<td>31.620</td>
</tr>
<tr>
<td>Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)</td>
<td>124.676</td>
<td>36.008</td>
<td>88.668</td>
</tr>
</tbody>
</table>
| (1) La consistenza delle linee di distribuzione di energia elettrica include il perimetro di attività di Electrica de Viesgo Distribución classificato al 31 dicembre 2007 come “destinato alla vendita” (30.395 km).

Al 31 dicembre 2008, la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica all’estero registra un decremento pari a 31.620 km, sostanzialmente per effetto del deconsolidamento della rete di distribuzione di energia elettrica di Electra de Viesgo Distribución ceduta a E.On a giugno 2008.

L’incremento dell’energia trasportata risente del consolidamento di Endesa, con un apporto incrementativo di 91.359 milioni di kWh, parzialmente compensato dai minori vettoriamenti relativi a Electra de Viesgo Distribución.

VENDITA DI ENERGIA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Milioni di kWh</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>di cui Endesa</td>
<td>di cui Endesa</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Mercato libero:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- Penisola Iberica</td>
<td>32.417</td>
<td>31.986</td>
<td>6.731</td>
</tr>
<tr>
<td>- America Latina</td>
<td>4.616</td>
<td>4.616</td>
<td>328</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale mercato libero</td>
<td>37.033</td>
<td>36.602</td>
<td>7.991</td>
</tr>
<tr>
<td>Mercato regolato:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- Penisola Iberica</td>
<td>43.133</td>
<td>41.120</td>
<td>16.094</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale mercato regolato</td>
<td>69.884</td>
<td>67.871</td>
<td>23.183</td>
</tr>
<tr>
<td>TOTALE</td>
<td>106.917</td>
<td>104.473</td>
<td>31.154</td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui Penisola Iberica</td>
<td>75.550</td>
<td>73.106</td>
<td>23.757</td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui America Latina</td>
<td>31.367</td>
<td>31.367</td>
<td>7.397</td>
</tr>
</tbody>
</table>

La vendita di energia effettuata dalla Divisione Iberia e America Latina nel 2008 si incrementa di 75,8 TWh, per effetto del contributo di Endesa (+78,2 TWh), parzialmente compensato dalla riduzione relativa alla cessione di Electra de Viesgo Distribución e Viesgo Energía (-2,4 TWh). Con riferimento alla contribuzione di Endesa, si evidenzia una crescita delle vendite sul mercato libero più che proporzionale rispetto all’incremento registrato dalle vendite sui mercati regolati, per effetto della liberalizzazione delle tariffe ad alta e media tensione avvenuta in Spagna.
Risultati economici

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>15.805</td>
<td>4.517</td>
<td>11.288</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity</td>
<td>(64)</td>
<td>22</td>
<td>(86)</td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>4.647</td>
<td>1.420</td>
<td>3.227</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>2.848</td>
<td>884</td>
<td>1.964</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività operative (1)</td>
<td>53.201</td>
<td>64.789</td>
<td>(11.588)</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività operative (2)</td>
<td>9.255</td>
<td>9.824</td>
<td>(569)</td>
</tr>
<tr>
<td>Dipendenti a fine esercizio (n.) (3)</td>
<td>17.827</td>
<td>19.786</td>
<td>(1.959)</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti (4)</td>
<td>2.382</td>
<td>1.255</td>
<td>1.127</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(2) Di cui 36 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (2.147 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
(3) Include 124 unità riferite al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (2.614 unità al 31 dicembre 2007).
(4) Il dato del 2008 non include 790 milioni di euro di investimenti relativi al perimetro di attività “destinato alla vendita”.

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

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Europa</td>
<td>10.202</td>
<td>3.197</td>
<td>7.005</td>
</tr>
<tr>
<td>America</td>
<td>5.603</td>
<td>1.320</td>
<td>4.283</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>15.805</td>
<td>4.517</td>
<td>11.288</td>
</tr>
</tbody>
</table>


In particolare, l’incremento, pari a 7.005 milioni di euro, dei ricavi conseguiti in Europa è sostanzialmente riferibile per 6.686 milioni di euro al diverso periodo di consolidamento di Endesa, (di cui 2.410 milioni di euro relativi all’attività di generazione nella Penisola Iberica e 2.671 milioni di euro all’attività di distribuzione e vendita di energia elettrica nella Penisola Iberica), mentre la variazione positiva dei ricavi conseguiti in America Latina pari a 4.283 milioni di euro è riferibile interamente a Endesa (di cui 2.164 milioni di euro relativi all’attività di distribuzione e vendita di energia elettrica e 1.988 milioni di euro relativi all’attività di generazione).


L’incremento del margine operativo lordo riferibile a Endesa è relativo alle attività in Europa per 1.986 milioni (che includono 1.180 milioni di euro connessi all’attività di generazione nella Penisola Iberica e 770 milioni di euro all’attività di

**Investimenti**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Impianti di produzione:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- termoelettrici</td>
<td>770</td>
<td>595</td>
<td>175</td>
</tr>
<tr>
<td>- idroelettrici</td>
<td>70</td>
<td>40</td>
<td>30</td>
</tr>
<tr>
<td>- nucleari</td>
<td>93</td>
<td>18</td>
<td>75</td>
</tr>
<tr>
<td>- con fonti energetiche alternative</td>
<td>50</td>
<td>12</td>
<td>38</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale impianti di produzione</td>
<td>983</td>
<td>665</td>
<td>318</td>
</tr>
<tr>
<td>Reti di distribuzione di energia elettrica</td>
<td>1.148</td>
<td>490</td>
<td>658</td>
</tr>
<tr>
<td>Reti di distribuzione di gas</td>
<td>31</td>
<td>4</td>
<td>27</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri investimenti in immobilizzazioni materiali</td>
<td>148</td>
<td>58</td>
<td>90</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti in immobilizzazioni immateriali</td>
<td>72</td>
<td>38</td>
<td>34</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE INVESTIMENTI</strong> (1)</td>
<td><strong>2.382</strong></td>
<td><strong>1.255</strong></td>
<td><strong>1.127</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Il dato del 2008 non include 790 milioni di euro di investimenti relativi al perimetro di attività “destinato alla vendita”.

Gli investimenti ammontano a 2.382 milioni di euro, in aumento di 1.127 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2008 includono, tra gli altri, 889 milioni di euro sulla rete di distribuzione di energia elettrica nella Penisola Iberica e 710 milioni di euro su impianti termoelettrici nella Penisola Iberica.
Internazionale
La Divisione Internazionale ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale di Enel e di consolidare la gestione e integrazione delle attività esterne non comprese nei mercati iberico e 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 in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne) e sviluppo di impianti termici in Belgio (Marcinelle Energie);  
> Europa sud-orientale, con attività di generazione e supporto tecnico alla stessa in Bulgaria (Enel Maritza East 3 ed Enel Operations Bulgaria), di sviluppo di capacità di generazione in Romania (Enel Productie, già Global Power Investment), 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), di sviluppo di impianti termoelettrici in Grecia (Enelco);  
> Russia, con attività di upstream nel settore gas (SeverEnergia), trading e vendita di energia (RusEnergoSbyt) e generazione e vendita di energia elettrica (OGK-5) nella Federazione Russa.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Termoelettrica</td>
<td>29.266</td>
<td>6.591</td>
<td>22.675</td>
</tr>
<tr>
<td>Nucleare</td>
<td>15.412</td>
<td>14.107</td>
<td>1.305</td>
</tr>
<tr>
<td>Idroelettrica</td>
<td>4.065</td>
<td>4.237</td>
<td>(172)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale produzione netta</strong></td>
<td><strong>48.743</strong></td>
<td><strong>24.935</strong></td>
<td><strong>23.808</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

La produzione netta effettuata all’estero nel 2008 è pari a 48.743 milioni di kWh, con un incremento di 23.808 milioni di kWh rispetto al 2007 riferibile al consolidamento di OGK-5 (22.496 milioni di kWh) e all’incremento della produzione di Slovenské elektrárne (1.059 milioni di kWh, prevalentemente da fonte nucleare), e di Enel Maritza East 3 (253 milioni di kWh).

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Olio combustibile pesante (S&gt;0,25%)</td>
<td>174</td>
<td>0,4%</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Gas naturale</td>
<td>12.807</td>
<td>26,5%</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Carbone</td>
<td>18.616</td>
<td>38,5%</td>
<td>7.587</td>
</tr>
<tr>
<td>Combustibile nucleare</td>
<td>16.704</td>
<td>34,6%</td>
<td>15.334</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>48.301</strong></td>
<td><strong>100,0%</strong></td>
<td><strong>22.921</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

**POTENZA EFFICIENTE NETTA DI ENEL INSTALLATA**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Impianti termoelettrici</td>
<td>10.039</td>
<td>1.835</td>
<td>8.204</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>2.329</td>
<td>2.329</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti nucleari</td>
<td>2.122</td>
<td>2.050</td>
<td>72</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale potenza efficiente netta</strong></td>
<td>14.490</td>
<td>6.214</td>
<td>8.276</td>
</tr>
</tbody>
</table>

La potenza efficiente netta installata registra un incremento di 8.276 MW prevalentemente riferibile al consolidamento di OGK-5, che contribuisce all’incremento complessivo per 8.183 MW, interamente relativi a impianti termoelettrici.

**RETI DI DISTRIBUZIONE E TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Linee alta tensione a fine esercizio (km)</td>
<td>5.090</td>
<td>4.114</td>
<td>976</td>
</tr>
<tr>
<td>Linee media tensione a fine esercizio (km)</td>
<td>37.591</td>
<td>23.523</td>
<td>14.068</td>
</tr>
<tr>
<td>Linee bassa tensione a fine esercizio (km)</td>
<td>47.559</td>
<td>25.590</td>
<td>21.969</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)</strong></td>
<td>90.240</td>
<td>53.227</td>
<td>37.013</td>
</tr>
<tr>
<td>Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)</td>
<td>10.883</td>
<td>7.253</td>
<td>3.630</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Al 31 dicembre 2008, la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica registra un incremento di 37.013 km, sostanzialmente riferibile al consolidamento di Enel Distributie Muntenia pari a 37.021 km.

L’incremento dell’energia trasportata risente del consolidamento di Enel Distributie Muntenia, con un apporto incrementale di 3.459 milioni di kWh, cui si aggiunge l’aumento dei vettoriamenti delle altre società rumene del +2,4%.
Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nel 2008 si incrementano di 3,5 TWh, con una crescita riferibile prevalentemente alla variazione del perimetro di consolidamento (+3,0 miliardi di kWh relativi a Enel Energie Muntenia) e all’incremento (+0,6 milioni di kWh) delle vendite effettuate da Enel France sul mercato francese.

### Risultati economici

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>4.708</td>
<td>2.794</td>
<td>1.914</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity</td>
<td>(114)</td>
<td>106</td>
<td>220</td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>1.044</td>
<td>766</td>
<td>278</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>556</td>
<td>354</td>
<td>202</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività operative</td>
<td>12.562</td>
<td>7.524</td>
<td>5.038</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività operative</td>
<td>5.098</td>
<td>3.627</td>
<td>1.471</td>
</tr>
<tr>
<td>Dipendenti a fine esercizio (n.)</td>
<td>16.865</td>
<td>11.259</td>
<td>5.606</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti</td>
<td>681</td>
<td>332</td>
<td>349</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>4.708</td>
<td>2.794</td>
<td>1.914</td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>1.044</td>
<td>766</td>
<td>278</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>556</td>
<td>354</td>
<td>202</td>
</tr>
</tbody>
</table>

I ricavi del 2008 sono in crescita di 1.914 milioni di euro (+68,5%), passando da 2.794 milioni di euro a 4.708 milioni di euro. Tale andamento è connesso:
> ai maggiori ricavi in Europa centrale per 861 milioni di euro, prevalentemente riferiti all’incremento dei ricavi in Slovacchia per 678 milioni di euro (dovuto sostanzialmente alle maggiori quantità prodotte e alla crescita dei prezzi medi
di vendita) e ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 183 milioni di euro (da riferire prevalentemente alle vendite di energia effettuate a seguito degli accordi con EdF in uno scenario di prezzi medi di vendita crescenti);

> all’incremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 287 milioni di euro, da collegare alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Enel Distributie Muntenia e a Enel Energie Muntenia per 300 milioni di euro, e all’incremento dei ricavi di Enel Maritza East 3 per 22 milioni di euro correlato alle maggiori quantità prodotte; tali effetti positivi sono parzialmente compensati da minori ricavi delle altre società rumene per 35 milioni di euro, sostanzialmente da addebitare agli effetti della riduzione delle tariffe di distribuzione di energia che hanno più che compensato le maggiori quantità trasportate;

> all’incremento dei ricavi in Russia per 766 milioni di euro, prevalentemente riferibili al consolidamento di OGK-5 (700 milioni di euro).

Il margine operativo lordo ammonta a 1.044 milioni di euro, in crescita di 278 milioni di euro (+36,3%) rispetto al 2007. Tale incremento è relativo:

> all’Europa centrale per 214 milioni di euro, di cui 144 milioni di euro relativi a Slovenské elektrárne (da riferire prevalentemente al margine energia che ha beneficiato di un significativo incremento dei prezzi di vendita, parzialmente compensato da maggiori costi di manutenzione degli impianti di generazione) e 70 milioni di euro relativi a Enel France;

> alla Russia per 60 milioni di euro; in particolare, l’effetto della variazione di perimetro di consolidamento riferita a OGK-5 per 80 milioni di euro è stato parzialmente compensato da una riduzione del margine delle altre società appartenenti alla stessa area geografica;

> all’Europa sud-orientale per 4 milioni di euro, il cui incremento è connesso alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Enel Distributie Muntenia e a Enel Energie Muntenia per 35 milioni di euro, parzialmente compensato dalla riduzione del margine delle altre società rumene; quest’ultima è da riferire essenzialmente al decremento del margine energia, alla sfavorevole variazione del rapporto di cambio nonché all’incremento dei costi operativi.

Il risultato operativo del 2008 è pari a 556 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al 2007, una crescita di 202 milioni di euro (+57,1%), tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 76 milioni di euro, di cui 45 milioni di euro relativi alle variazioni di perimetro di consolidamento.

### Investimenti

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Milioni di euro</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Impianti di produzione:</strong></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- termoelettrici</td>
<td>366</td>
</tr>
<tr>
<td>- idroelettrici</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>- nucleari</td>
<td>135</td>
</tr>
<tr>
<td>- con fonti energetiche alternative</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale impianti di produzione</strong></td>
<td>511</td>
</tr>
<tr>
<td>Reti di distribuzione di energia elettrica</td>
<td>109</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri investimenti in immobilizzazioni materiali</td>
<td>46</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti in immobilizzazioni immateriali</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE INVESTIMENTI</strong></td>
<td>681</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Gli *investimenti* ammontano a 681 milioni di euro, in aumento di 349 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. La variazione si riferisce essenzialmente ai maggiori investimenti in impianti di generazione per 300 milioni di euro, connessi prevalentemente alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a OGK-5 (+180 milioni di euro), e ai maggiori investimenti realizzati da Slovenské elektrárne su impianti termoelettrici e nucleari.
Energie Rinnovabili

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

> Italia, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari (Enel Green Power) e attività di impiantistica e franchising (Enel.si);
> Americhe, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel North America, Enel Latin America, Inelec, Americas Generation Corporation, risultante dalla fusione tra Enel Panama ed Enel Panama Holding, già Enel Fortuna).

Dati operativi

**PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Italia:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Idroelettrica</td>
<td>5.235</td>
<td>4.336</td>
<td>899</td>
</tr>
<tr>
<td>Geotermoelettrica</td>
<td>5.181</td>
<td>5.233</td>
<td>(52)</td>
</tr>
<tr>
<td>Eolica</td>
<td>467</td>
<td>473</td>
<td>(6)</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre fonti</td>
<td>2</td>
<td>-</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale produzione netta in Italia</td>
<td><strong>10.885</strong></td>
<td><strong>10.042</strong></td>
<td><strong>843</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Estero:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Idroelettrica</td>
<td>4.418</td>
<td>3.537</td>
<td>881</td>
</tr>
<tr>
<td>Geotermoelettrica</td>
<td>37</td>
<td>36</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Eolica</td>
<td>1.594</td>
<td>819</td>
<td>775</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre fonti</td>
<td>308</td>
<td>307</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale produzione netta all’estero</td>
<td><strong>6.357</strong></td>
<td><strong>4.699</strong></td>
<td><strong>1.658</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td><strong>17.242</strong></td>
<td><strong>14.741</strong></td>
<td><strong>2.501</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

La produzione netta effettuata nel 2008 è pari a 17.242 milioni di kWh, con un incremento di 2.501 milioni di kWh rispetto al 2007, principalmente riferibile alle migliori condizioni di idraulicità sui territori italiano, spagnolo e americano, cui si aggiunge l’incremento da fonte eolica, sostanzialmente riferibile all’aumento di capacità produttiva conseguente l’avvio dei progetti di Snyder e Smoky Hills (Enel North America).
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

MW

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Italia:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>1.510</td>
<td>1.501</td>
<td>9</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti geotermoelettrici</td>
<td>671</td>
<td>671</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti eolici</td>
<td>362</td>
<td>315</td>
<td>47</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti con altre fonti</td>
<td>4</td>
<td>4</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale potenza efficiente netta in Italia</td>
<td>2.547</td>
<td>2.491</td>
<td>56</td>
</tr>
<tr>
<td>Estero:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>988</td>
<td>980</td>
<td>8</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti geotermoelettrici</td>
<td>7</td>
<td>7</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti eolici</td>
<td>875</td>
<td>542</td>
<td>333</td>
</tr>
<tr>
<td>Impianti con altre fonti</td>
<td>47</td>
<td>47</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale potenza efficiente netta all’estero</td>
<td>1.917</td>
<td>1.576</td>
<td>341</td>
</tr>
<tr>
<td>TOTALE</td>
<td>4.464</td>
<td>4.067</td>
<td>397</td>
</tr>
</tbody>
</table>

La potenza efficiente netta complessiva registra un incremento di 397 MW, di cui 341 MW all’estero e sostanzialmente riferibili all’avvio delle attività degli impianti statunitensi di Snyder e Smoky Hills.

Risultati economici

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Italia</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>1.321</td>
<td>1.193</td>
<td>128</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity</td>
<td>(44)</td>
<td>(18)</td>
<td>(26)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>851</td>
<td>794</td>
<td>57</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>729</td>
<td>678</td>
<td>51</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Estero</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>531</td>
<td>343</td>
<td>188</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>337</td>
<td>195</td>
<td>142</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>252</td>
<td>140</td>
<td>112</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>1.852</td>
<td>1.536</td>
<td>316</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity</td>
<td>(44)</td>
<td>(18)</td>
<td>(26)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>1.188</td>
<td>989</td>
<td>199</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>981</td>
<td>818</td>
<td>163</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Attività operative</td>
<td>5.593</td>
<td>4.628</td>
<td>965</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Passività operative</td>
<td>691</td>
<td>363</td>
<td>328</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Dipendenti a fine esercizio (n.)</td>
<td>2.432</td>
<td>2.313</td>
<td>119</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti</td>
<td>951</td>
<td>663</td>
<td>288</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>
Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Ricavi</th>
<th>Margine operativo lordo</th>
<th>Risultato operativo</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Italia</td>
<td>1.321</td>
<td>1.193</td>
<td>128</td>
</tr>
<tr>
<td>Europa</td>
<td>119</td>
<td>70</td>
<td>49</td>
</tr>
<tr>
<td>America</td>
<td>412</td>
<td>273</td>
<td>139</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>1.852</td>
<td>1.536</td>
<td>316</td>
</tr>
</tbody>
</table>

I ricavi sono in crescita di 316 milioni di euro (+20,6%) passando da 1.536 milioni di euro a 1.852 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

> a maggiori ricavi in Italia per 128 milioni di euro, prevalentemente per effetto di:
  - maggiori ricavi da vendita di energia elettrica per 140 milioni di euro; tale ultima variazione è sostanzialmente relativa a maggiori ricavi sulla Borsa dell’energia elettrica (309 milioni di euro), parzialmente compensati da minori ricavi (64 milioni di euro) da impianti non rilevanti (ex decreto legislativo n. 387/03 e legge n. 293/04) e da minori ricavi per energia incentivata CIP 6 (87 milioni di euro);
  - maggiori ricavi di Enel.si per 31 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a maggiori attività nel settore fotovoltaico per 54 milioni di euro, parzialmente compensati da minori vendite di certificati bianchi alla Divisione Infrastrutture e Reti per 20 milioni di euro;
  - minori vendite di certificati verdi, prevalentemente alla Divisione Generazione ed Energy Management, per 40 milioni di euro;
> a maggiori ricavi in Europa per 49 milioni di euro, sostanzialmente riferibili per 28 milioni di euro ai maggiori volumi venduti in uno scenario di prezzi medi unitari crescenti da Enel Unión Fenosa Renovables e per 19 milioni di euro al diverso periodo e perimetro di consolidamento delle società greche di generazione eolica;
> a una crescita dei ricavi in America per 139 milioni di euro, di cui 70 milioni di euro relativi al Nord America per effetto essenzialmente dell’tentativo degli incrementi delle quantità vendute. La restante parte è riferibile a un incremento generalizzato dei ricavi da vendita di energia in America Latina (di cui 40 milioni di euro relativi a Panama e 20 milioni di euro al Messico), correlato alle favorevoli condizioni di idraulicità registrate rispetto allo scorso esercizio.

Il margine operativo lordo ammonta a 1.188 milioni di euro, in crescita di 199 milioni di euro (+20,1%) rispetto al 2007, riferibili:

> al mercato italiano per 57 milioni di euro, ove il citato incremento dei ricavi è stato solo parzialmente compensato dall’incremento degli oneri netti da gestione rischio commodity;
> al miglior margine realizzato negli altri Paesi europei, pari a 29 milioni di euro, sostanzialmente connesso all’incremento del margine in Spagna da Enel Unión Fenosa Renovables (+19 milioni di euro) nonché alla variazione di perimetro di consolidamento intervenuta nell’area balcanica (+13 milioni di euro);
> al maggior margine realizzato in America per 113 milioni di euro, prevalentemente riferibili a Enel North America (+62 milioni di euro), ad Americas Generation Corporation (già Enel Panama ed Enel Fortuna) per effetto della maggior idraulicità del sistema (+32 milioni di euro), nonché alla variazione del perimetro di consolidamento riferibile a Inelec (+13 milioni di euro).
Il risultato operativo è pari a 981 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al 2007, una crescita di 163 milioni di euro, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 36 milioni di euro.

Investimenti

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Impianti di produzione:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- idroelettrici</td>
<td>83</td>
<td>117</td>
<td>(34) -29,1%</td>
</tr>
<tr>
<td>- geotermoelettrici</td>
<td>237</td>
<td>110</td>
<td>127 115,5%</td>
</tr>
<tr>
<td>- con fonti energetiche alternative</td>
<td>604</td>
<td>402</td>
<td>202 50,2%</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale impianti di produzione</td>
<td>924</td>
<td>629</td>
<td>295 46,9%</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri investimenti in immobilizzazioni materiali</td>
<td>10</td>
<td>28</td>
<td>(18) -64,3%</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti in immobilizzazioni immateriali</td>
<td>17</td>
<td>6</td>
<td>11 -</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td>951</td>
<td>663</td>
<td>288 43,4%</td>
</tr>
</tbody>
</table>


La variazione tra i due esercizi riguarda sostanzialmente i maggiori investimenti su impianti di generazione (295 milioni di euro), che includono maggiori investimenti su impianti con fonti alternative per 202 milioni di euro (di cui 117 milioni di euro in Italia, prevalentemente su impianti eolici) e su impianti geotermici per 127 milioni di euro (di cui 98 milioni di euro realizzati da Enel North America).
Capogruppo, Servizi e Altre attività

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Capogruppo</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>727</td>
<td>950</td>
<td>(223)</td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>(71)</td>
<td>(59)</td>
<td>(12)</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>(94)</td>
<td>(75)</td>
<td>(19)</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività operative</td>
<td>1.233</td>
<td>1.228</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività operative</td>
<td>1.351</td>
<td>1.225</td>
<td>126</td>
</tr>
<tr>
<td>Dipendenti a fine esercizio (n.)</td>
<td>749</td>
<td>728</td>
<td>21</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti</td>
<td>13</td>
<td>19</td>
<td>(6)</td>
</tr>
<tr>
<td>Servizi e Altre attività</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>1.169</td>
<td>1.147</td>
<td>22</td>
</tr>
<tr>
<td>Margine operativo lordo</td>
<td>116</td>
<td>130</td>
<td>(14)</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>27</td>
<td>49</td>
<td>(22)</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività operative</td>
<td>1.883</td>
<td>1.610</td>
<td>273</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività operative</td>
<td>1.658</td>
<td>1.376</td>
<td>282</td>
</tr>
<tr>
<td>Dipendenti a fine esercizio (n.)</td>
<td>4.406</td>
<td>4.223</td>
<td>183</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti</td>
<td>109</td>
<td>114</td>
<td>(5)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Capogruppo

Risultati economici
I ricavi del 2008 risultano pari a 727 milioni di euro, con un decremento di 223 milioni di euro rispetto all’analogo periodo dell’esercizio precedente (-23,5%), riferibile principalmente alla riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica per 206 milioni di euro. Tale riduzione è da attribuire all’interruzione delle vendite in Francia sul mercato libero (-256 milioni di euro per 8,2 TWh) a seguito della scadenza al 31 dicembre 2007 del contratto di importazione con EdF, parzialmente compensata dai maggiori ricavi per cessioni di energia all’Acquirente Unico (+45 milioni di euro da riferire essenzialmente all’incremento dei prezzi unitari di vendita).

Il margine operativo lordo del 2008, negativo per 71 milioni di euro, registra un decremento di 12 milioni di euro; tale andamento è prevalentemente connesso all’incremento del margine energia per 49 milioni di euro in virtù del diverso mix di vendita e approvvigionamento, più che compensato da maggiori costi operativi.

Il risultato operativo è negativo per 94 milioni di euro, in diminuzione di 19 milioni di euro rispetto a quello del 2007 (-75 milioni di euro), scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 7 milioni di euro.
Servizi e Altre attività

L’area Servizi e Altre attività si propone prevalentemente di assicurare servizi competitivi alle Società del Gruppo, 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. Dal 1° gennaio 2008 Enel Servizi ha acquisito i rami attinenti alle attività di “Acquisti” in forza a Enel SpA, Enel Distribuzione ed Enel Produzione.

Risultati economici

I ricavi dell’area Servizi e Altre attività nel 2008 sono pari a 1.169 milioni di euro, a fronte di 1.147 milioni di euro del 2007. L’incremento, pari a 22 milioni di euro (+1,9%), riflette sostanzialmente la crescita per 45 milioni di euro dei ricavi per servizi di staff (da riferirsi per 49 milioni di euro al trasferimento del ramo “Acquisti”), parzialmente compensata dalle minori plusvalenze relative alla dismissione del patrimonio immobiliare residuo (-13 milioni di euro).

Il margine operativo lordo del 2008 è pari a 116 milioni di euro, con un decremento di 14 milioni di euro (-10,8%) rispetto a quello dell’esercizio precedente essenzialmente per effetto delle minori plusvalenze realizzate sugli immobili non strumentali.

Il risultato operativo del 2008 si attesta a 27 milioni di euro, in flessione di 22 milioni di euro rispetto al 2007, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 8 milioni di euro, prevalentemente riferibili a software applicativi.
Principali rischi e incertezze

Liberalizzazione dei mercati e 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 ambiziosi 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.

Emissione CO₂

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

La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di CO₂ impone oneri per il settore elettrico, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto, l’instabilità del mercato delle quote ne accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio. Al fine di ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO₂, il Gruppo svolge un’attività di presidio dello sviluppo e dell’attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il mix produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l’efficienza energetica.
Prezzo *commodity* e continuità degli approvvigionamenti

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

Per mitigare tale esposizione il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell’approvvigionamento dei combustibili e delle forniture ai clienti finali.

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 3 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 credito**

Nello svolgimento delle attività commerciali e finanziarie, il Gruppo è esposto al rischio che le proprie controparti possano risultare incapaci di far fronte in tutto o in parte ai propri impegni, siano essi il pagamento di beni già consegnati o servizi resi, siano i flussi di pagamento previsti dai contratti finanziari derivati.

Per minimizzare tali rischi il Gruppo valuta preventivamente il merito creditizio delle controparti cui affidare le esposizioni più rilevanti in base a informazioni fornite da società indipendenti e a modelli di valutazione interni.

Questo processo prevede l’assegnazione di un limite di affidamento per ciascuna controparte, la richiesta di opportune garanzie per le esposizioni che eccedono tali limiti, nonché il monitoraggio periodico dell’esposizione.

Per specifiche porzioni del proprio portafoglio clienti, inoltre, si ricorre a una copertura assicurativa presso prime società di assicurazione del credito.

**Rischio di liquidità**

La gestione del rischio di liquidità è centralizzata (con l’eccezione di Endesa SA e le sue controllate) presso la Tesoreria di Gruppo in Enel SpA, che assicura un’adeguata copertura dei fabbisogni finanziari (attraverso la sottoscrizione di idonee linee di credito e la stipula di programmi per l’emissione di obbligazioni e di *commercial paper*) e un’opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

La recente crisi dei mercati finanziari avviatasi con la crisi dei mutui americani *subprime* e proseguita con le note vicende di Lehman Brothers e i salvataggi/acquisizioni di grandi operatori del settore assicurativo e creditizio ha determinato un irreggimentamento dei criteri per l’accesso al credito.

Nonostante tali turbolenze, Enel ha continuato ad avere accesso al mercato del credito bancario e a quello delle *commercial paper*. Le difficoltà nel reperire risorse finanziarie sono state superate, anche grazie a un’attenta pianificazione finanziaria e a un’accurata politica di *funding*. 
Un ulteriore deterioramento del mercato del credito potrebbe tuttavia comportare per Enel un incremento del rischio di liquidità. A tale proposito va comunque rilevato che sono al momento allo studio diverse opzioni finalizzate a irrobustire ulteriormente la struttura finanziaria del Gruppo.

**Rischi connessi al rating**

La possibilità di accesso al mercato dei capitali, alle altre forme di finanziamento e i costi connessi dipendono, tra l’altro, dal merito di credito assegnato al Gruppo. L’attuale rating di Enel, pari ad “A-” (secondo Standard & Poor’s) e “A2” (secondo Moody’s), è attualmente in “credit watch” negativo in base alle valutazioni di entrambe le agenzie. I livelli di rating di Enel sono riportati nel dettaglio nel paragrafo “Enel e i mercati finanziari”. Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di rating potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

**Rischio di tasso di cambio e di tasso di interesse**

Il Gruppo Enel è esposto al rischio di cambio derivante dai flussi di cassa connessi all’acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali, dai flussi di cassa relativi a investimenti o altre partite in divisa estera e, in maniera marginale, dall’indebitamento denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi.


La gestione del rischio tasso di interesse ha l’obiettivo di ottenere una struttura dell’indebitamento bilanciata, riducendo l’ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e minimizzando nel tempo il costo della provvista, limitando la volatilità dei risultati. La principale fonte di esposizione al rischio di tasso di interesse per il Gruppo Enel deriva dall’indebitamento finanziario espresso a tasso variabile.

Allo scopo di ridurre l’ammontare dell’indebitamento soggetto alla fluttuazione dei tassi di interesse e di minimizzare il costo dell’indebitamento, il Gruppo Enel utilizza varie tipologie di strumenti derivati e in particolare interest rate swap e interest rate option.

Il Gruppo Enel ha posto in essere politiche di gestione volte a otimizzare la situazione finanziaria complessiva del Gruppo, l’allocazione ottimale delle risorse finanziarie e il controllo dei rischi finanziari.

In base a tali politiche, la gestione del rischio tasso di interesse, come anche quella del rischio di cambio, viene effettuata quasi esclusivamente in un’ottica di minimizzazione dei rischi, avendo particolare riguardo, tra l’altro, alla selezione delle controparti finanziarie e al monitoraggio delle relative esposizioni e livelli di rating.
Altri rischi

Il malfunzionamento dei propri impianti ed eventi accidentali avversi che ne compromettano la temporanea funzionalità, possono rappresentare ulteriori rischi legati al business del Gruppo. Per mitigare tali rischi il Gruppo fa ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, incluse tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, survey tecnologiche mirate alla rilevazione e al controllo dei rischi, nonché alle best practice internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, rivolti sia alla protezione dei beni aziendali sia alla tutela dell’Azienda nei confronti di terzi danneggiati da eventi accidentali, incluso l’inquinamento, che possono aver luogo nel corso dei processi legati alla generazione e distribuzione dell’energia elettrica e del gas. Come parte della propria strategia finalizzata a mantenere e sviluppare una leadership di costo nei mercati di generazione in cui è presente, 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.
Con l’accordo siglato a febbraio 2009 con Acciona, grazie al quale Enel deterrà il pieno controllo di Endesa, e con il rafforzamento della presenza nel mercato russo, Enel ha completato la fase di crescita attraverso le grandi acquisizioni e ha compiuto un ulteriore grande passo nel consolidamento e nell’integrazione del Gruppo. La dimensione raggiunta e la condizione di assoluta rilevanza nei mercati energetici europei e negli altri Paesi in cui esso opera sono la premessa e al contempo una solida base per proseguire lungo le diretrici strategiche definite nel recente passato.

L’attenzione del Gruppo sarà dunque focalizzata nell’ulteriore consolidamento e integrazione delle diverse realtà che lo compongono, con l’obiettivo di creare valore grazie alla professionalità, alle competenze e alle sinergie operative che lo caratterizzano, senza trascurare la ricerca di nuove opportunità nell’innovazione tecnologica e nella crescita organica delle aree e dei business in cui opera. Inoltre, Enel continuerà a sviluppare programmi di investimento nella ricerca e sviluppo e nel settore delle fonti rinnovabili, nonché a perseguire l’eccellenza tecnologica e l’attenzione alle problematiche ambientali. Sarà definito e sviluppato, infine, il programma per il ritorno al nucleare in Italia, non appena il quadro normativo all’esame del Parlamento italiano sarà completato. Allo stesso tempo proseguiranno le iniziative di ottimizzazione di portafoglio finalizzate a rafforzare la posizione finanziaria del Gruppo, fortemente influenzata dalla politica di espansione internazionale seguita in questi ultimi anni.

Il consolidamento e l’integrazione delle attività internazionali, l’ottimizzazione del portafoglio nonché le attività di sviluppo e le azioni di efficienza previste nelle Divisioni operative produrranno effetti positivi anche nel 2009 contribuendo alla crescita dei risultati del Gruppo, nonostante la perdurante fase di recessione dell’economia mondiale.

Per quanto attiene ai fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell’esercizio, si rinvia a quanto illustrato nella specifica nota di commento n. 40 del Bilancio consolidato.
Il Gruppo Enel ha proseguito anche nel 2008 le attività volte allo sviluppo e alla dimostrazione di tecnologie innovative nel campo della cattura e del sequestro della CO$_2$, della generazione da fonti rinnovabili, dell’idrogeno, della generazione distribuita, dell’efficienza energetica e del contenimento delle emissioni, al fine di aumentare la competitività e garantire la leadership tecnologica e ambientale del Gruppo. Si prevede per lo sviluppo di tali progetti un impegno di circa 650 milioni di euro in cinque anni. Con l’avvio di tali attività le spese di ricerca sostenute nel 2008 sono state di circa 35,5 milioni di euro (29 milioni di euro nel 2007) e gli investimenti sono passati contemporaneamente da 6,6 milioni a 31,8 milioni di euro. In questo ambito rientrano, tra gli altri, i seguenti progetti:

> cattura e sequestro della CO$_2$ (CCS):
  - cattura post-combustione: stanno per concludersi i test di laboratorio sulle ammine commerciali e inizierà a breve la realizzazione di un impianto pilota presso la centrale Federico II di Brindisi; questo impianto pilota, uno dei primi della sua taglia in Europa e nel mondo, consentirà a Enel di rafforzare il know-how sulla cattura della CO$_2$ in vista della realizzazione di un impianto dimostrativo su scala industriale;
  - combustione del carbone in ossigeno: l’impegno di Enel per la riduzione della CO$_2$ non si esaurisce con l’attività sulla post-combustione, ma prosegue con un impegno forte anche nella ricerca sperimentale nell’ambito dell’ossi-combustione; è stato infatti potenziato l’impianto sperimentale di Livorno per rendere possibile l’effettuazione di test di combustione in ossigeno a pressione atmosferica ed è in fase di finalizzazione la progettazione esecutiva dell’impianto pilota da 48 MW che verrà realizzato nella centrale di Brindisi;
  - sequestro geologico dell’anidride carbonica: per garantire la realizzabilità di una soluzione industriale per la riduzione delle emissioni di CO$_2$, la ricerca di Enel è impegnata in ogni anello della catena del valore della CCS, anche nella fase finale di stoccaggio; sono state infatti realizzate stime preliminari del potenziale di stoccaggio in aree off-shore sia nell’Alto Lazio sia nell’Alto e Basso Adriatico;

> generazione da fonti rinnovabili:
  - solare termodinamico: ha preso il via il cantiere del “Progetto Archimede”, che prevede la realizzazione di un innovativo impianto solare termodinamico a collettori parabolici lineari (5 MW) con tecnologia a sali fusi sviluppata da ENEA; con questa tecnologia all’avanguardia (si tratta del primo impianto dimostrativo al mondo) sarà possibile incrementare l’efficienza dell’impianto, garantendo una maggiore produttività;
  - fotovoltaico innovativo: Enel ha sviluppato a Catania un importante laboratorio solare, con tecnologie di ultima generazione, che consentirà di verificare l’applicazione su vasta scala di sistemi fotovoltaici innovativi
e aiuterà lo sviluppo di nuove tecnologie con maggiori rendimenti di conversione e costi contenuti;

- geotermia innovativa: Enel sta realizzando presso l’Area Sperimentale di Livorno un circuito pilota prototipale da 500 kWe per lo studio di un ciclo a elevate prestazioni;

- biomasse e combustibile da rifiuti: è stato avviato il monitoraggio dell’unità 4 della centrale di Fusina alimentata, in co-combustione, con biomasse (CDR) e carbone (5% CDR - 95% carbone); quest’attività consentirà di studiare il comportamento di una centrale “tradizionale” quando viene alimentata con combustibili da biomasse per la produzione di energia rinnovabile. Enel ha inoltre ultimato il progetto del dimostrativo nominato “Fattoria dell’energia”, che ha come obiettivo la dimostrazione di tecnologie consolidate e innovative per la conversione di biomasse di diversa natura in energia elettrica e termica e per la produzione di biocarburanti;

> idrogeno: per la metà del 2009 è prevista la prima accensione con miscele idrogeno-metano del nuovo impianto dimostrativo a idrogeno di Fusina; l’impianto (12 MW), che può essere alimentato con puro idrogeno (proveniente dal polo petrolchimico di Marghera) o con miscele idrogeno-metano in rapporto variabile, è il primo esempio del suo tipo al mondo;

> generazione distribuita: sta proseguendo l’attività di simulazione delle reti attive (smart grid) nell’ambito del progetto ADDRESS, che prevede la definizione di una nuova infrastruttura con l’inclusione di nuovi sistemi di rete, i sistemi di generazione, di compensazione e carichi; saranno simulati scenari particolarmente critici e realizzati pilot test in diverse nazioni europee;

> contenimento emissioni e residui: proseguono le attività relative allo sviluppo di tecnologie per il controllo delle emissioni; in particolare:

- per il mercurio, è stata condotta la sperimentazione sul circuito pilota di La Spezia ed effettuate le prime prove del processo di ossidazione elettrocatalitica su impianto di piccola scala a Livorno; inoltre, è stata avviata la sperimentazione di laboratorio sull’assorbimento del mercurio in un sistema DeSOX;

- è stato avviato uno studio per la messa a punto di un metodo integrato per la valutazione del contributo delle centrali a carbone sulla concentrazione di particolato atmosferico nelle aree limitrofe;

- per il miglioramento delle performance ambientali degli impianti geotermici, è stata completata con successo la qualifica del processo di abbattimento dell’acido cloridrico nei vapori surriscaldati mediante iniezione a secco di bicarbonato di sodio.

Enel ha inoltre avviato un progetto per promuovere la valorizzazione ambientale e tecnica dei residui prodotti dal processo di combustione pulita del carbone tramite il loro pieno riutilizzo come prodotti per le costruzioni;

> aumento dell’efficienza: Enel partecipa attivamente a progetti internazionali (per es., COMTES 700) per lo studio di componenti ottimizzati per impianti a carbone ad alta efficienza; in pochi anni, con lo sviluppo di tecnologie che consentiranno di incrementare la temperatura (700 °C) e la pressione di esercizio delle centrali a carbone, sarà possibile realizzare impianti con un’efficienza superiore al 50%. 
Nel corso del 2008 Enel ha posato un altro importante mattone nell’ambito del suo impegno per la protezione dell’ambiente: è stata infatti avviata l’attività per lo sviluppo di un modello integrato di mobilità elettrica. Enel ha firmato un accordo con Daimler-Mercedes per la realizzazione, nel corso del 2010, di un progetto pilota in cui Smart fornirà a clienti finali 100 auto elettriche, mentre Enel svilupperà l’infrastruttura e il sistema di ricarica, con almeno 400 punti dedicati. Il progetto riunisce la competenza specifica e la notevole esperienza di due grandi realtà aziendali, con lo scopo di creare una mobilità sostenibile ed eco-compatibile nei contesti urbani.
Organizzazione

Nel 2008 Enel ha operato per il consolidamento del suo nuovo assetto di Gruppo
a seguito della creazione delle Divisioni Iberia e America Latina e Ingegneria
In tale contesto:
> sono stati disegnati gli assetti, i processi e le procedure della nuova Divisione
Ingegneria e Innovazione con il conseguente ridisegno della Divisione
Generazione ed Energy Management;
> è proseguito il percorso di ottimizzazione organizzativa delle Divisioni Mercato
e Infrastrutture e Reti, finalizzata a un maggiore efficientamento delle strutture
e dei processi relativi alle varie filiere di vendita e distribuzione;
> sono state ridefinite le strutture relative delle cinque Direzioni operative di Enel
Servizi costituite a seguito del processo di riassetto societario intervenuto nel
corso del 2007;
> è stata varata la struttura organizzativa della nuova Divisione Energie Rinnovabili
con la missione di sviluppare e gestire l’attività di produzione dell’energia
elettrica da fonti rinnovabili.
Con specifico riferimento al perimetro internazionale, proseguono le attività di
integrazione e razionalizzazione delle realtà acquisite; in particolare, tra le iniziative
in atto si segnala la realizzazione di Enel Integration Handbook, finalizzato
all’armonizzazione del Sistema Organizzativo di Gruppo; e che contiene principi
e regole di gestione su 21 aree tematiche e 86 processi rilevanti.
Prosegue in tutto il Gruppo il progetto Zenith per il perseguimento dell’eccellenza
operativa. Tale progetto, che annovera oltre 150 importanti iniziative di
miglioramento, ha visto la definizione e l’avvio di una “wave 2” con importanti
azioni di comunicazione e coinvolgimento tese ad allargare in modo decisivo
il livello di partecipazione e a includere le iniziative volte a migliorare la qualità
e l’efficacia dei processi anche quando queste non generano direttamente un
beneficio economico.
A seguito del delisting di Enel dal NYSE, si è provveduto a rivedere il processo
di Management Assessment Process che era stato disegnato per il Sarbanes-Oxley Act
al fine di adeguarlo alla normativa italiana sulla tutela del risparmio (legge
n. 262/2005).
Infine, nel secondo semestre 2008 ha preso avvio un progetto volto a definire
un nuovo modello di gestione dell’enterprise business process modeling con
l’obiettivo di integrare le varie modalità di rappresentazione dei processi adottate
in Enel dalla line, dall’audit, dall’amministrazione e dall’ICT. Tale integrazione
permetterà di conseguire un allineamento costante tra le varie modalità di
rappresentazione e conseguentemente un enorme beneficio sia ai fini della

Sviluppo e formazione


Le iniziative centrali del 2008 sono state:

> l’attuazione del nuovo sistema di valutazione riformulato alla luce del Modello di Leadership che ha visto coinvolti tutti i dirigenti e i quadri del Gruppo e, come pilota, gli impiegati della Divisione Mercato. Il nuovo sistema prevede, per la popolazione con incentivazione manageriale (MBO), un collegamento diretto tra valutazione e compensation: la valutazione annuale dei risultati viene infatti integrata dalla valutazione dei comportamenti sulla qualità della leadership espressa;

> l’avvio del nuovo sistema di Talent Management che ha portato all’identificazione dei primi pool di talenti, per i quali sono state realizzate specifiche azioni di sviluppo e formazione. Tra queste, feedback a 360°, Coaching, Mentoring e l’iniziativa formativa “Leadership for Energy: Executive Program”, progettata ed erogata in partnership con Harvard Business School;

> la realizzazione della seconda Indagine di Clima che ha visto coinvolte, nel mese di dicembre, circa 53.000 persone in 14 Paesi. La nuova indagine conferma la ricorrenza dello strumento e lo potenzia con una maggiore profondità organizzativa: la nuova rilevazione, infatti, è costruita su un’architettura di oltre 630 unità organizzative distinte, al fine di consentire l’idea e la realizzazione di piani di azione trasversali e di ampio respiro ma anche di rispondere alle specificità locali;

> l’avvio della revisione della formazione istituzionale alla luce del nuovo Modello di Leadership e del contesto internazionale in cui opera Enel; la prima iniziativa rilevante in questo senso è data dalla messa a regime del corso di induction per neo-laureati, il Junior Enel Training International, di cui si sono svolte 9 edizioni nel 2008;

> la realizzazione di programmi di formazione guidati da Enel University per alcune delle società non italiane del Gruppo Enel, volti a diffondere quanto appreso nell’esperienza italiana sia nel campo dell’addestramento tecnico sia nel change management; questi corsi sono stati impostati in modo da costruire competenze locali sull’argomento, in grado di diffondere a cascata i messaggi trasmessi.

Le principali iniziative programmate per il 2009 riguardano:

> l’attuazione delle valutazioni previste dal sistema aziendale con l’estensione progressiva a nuovi target di popolazione impiegatizia;

> il completamento della revisione della formazione istituzionale, con la riprogettazione dei corsi per neo-quadri e neo-dirigenti e con lo sviluppo di corsi mirati sulla base dei risultati della valutazione della performance;
> l’analisi e la comunicazione dei risultati dell’Indagine di Clima a tutti i livelli; l’identificazione dei relativi piani di miglioramento, trasversali e locali; la comunicazione, la realizzazione e il monitoraggio delle azioni programmate.

Selezione

Nel corso del 2008 l’unità Selezione e rapporti con l’università si è focalizzata sull’inserimento di giovani laureati e diplomati da avviare alle varie professioni in Azienda, cercando di intensificare allo stesso tempo le attività di employer branding e recruiting internazionali sui segmenti più pregigiati del mercato del lavoro, anche in risposta alla forte attenzione posta dall’Azienda sulle attività di business svolte all’estero.

In particolare, il processo di reclutamento ha visto l’utilizzo di diversi canali per il reperimento di candidature, quali il sito internet in via prioritaria e il ricorso a scuole e università nazionali ed estere con le quali sono in essere collaborazioni specifiche. Grazie ad accordi con società specializzate nella ricerca e selezione, infine, è stato possibile identificare profili professionali con skill tecniche più “critiche” (come per esempio quelle nucleari o legate alle energie rinnovabili). I processi di selezione, che prevedono tanto una fase di valutazione attitudinale-motivazionale, quanto una di tipo tecnico-professionale, sono stati condotti utilizzando metodologie e strumenti diversi in coerenza al target di popolazione da selezionare. In particolare, per la selezione di neo-laureati sono stati effettuati assessment center e prove di lingua inglese.

In Italia nel corso del 2008 sono state assunte 926 persone, di cui circa il 77% è rappresentato da profili “neo”: in particolare, il 32% da neo-laureati (di questi, il 35% è costituito da donne) e il 45% da giovani diplomati.

Le attività di selezione hanno teso a rafforzare le aree tecniche delle Divisioni Generazione ed Energy Management e Ingegneria e Innovazione, oltre che le funzioni di business development delle Divisioni Energie Rinnovabili e Internazionale. In particolare, è stata data significativa rilevanza alle attività di selezione dell’area Nucleare, dove sono state inserite complessivamente 50 unità.

Inoltre, è proseguito il progetto di selezione internazionale “Energy Without Frontiers” che ha condotto all’assunzione di ulteriori 40 giovani laureati stranieri. Nell’arco dell’anno sono state incrementate le partnership con le università estere, in particolare con quelle presenti nei Paesi di interesse strategico per Enel. Sono state inoltre intensificate le attività di employer branding presso i campus universitari, sia attraverso la realizzazione di “recruiting day” ad hoc legati alla presentazione di progetti di business specifici, sia attraverso il prospiegio di collaborazioni di didattica “alternativa”.

Sono stati infine offerti progetti di internship a studenti stranieri provenienti da prestigiose business school internazionali, svolti presso strutture Enel in Italia e all’estero.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva del 2008 si è focalizzata:
> sul rafforzamento dell’integrazione dei processi di MBO e Compensation con i sistemi di valutazione aziendale;
> sull’incremento dell’incidenza della retribuzione variabile collegata alle performance;
> sulla selettività degli interventi sul fisso, 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 (coinvolgendo circa il 94% dei dirigenti e circa il 17% dei quadri), al quale si aggiunge, per la popolazione commerciale, un sistema di incentivazione ad hoc.
Per quanto attiene all’incentivazione di medio-lungo termine, è stato assegnato un Piano di stock option 2008 rivolto al top management della Società e del Gruppo, mentre nei confronti della generalità del management della Società e del Gruppo è stato approvato un piano a lungo termine basato sull’assegnazione di restricted share units (come già effettuato nel 2007, anche nel 2008, in armonia con quanto previsto dalla delibera di unbundling, ai dirigenti della Divisione Infrastrutture e Reti è stato assegnato un piano di restricted share units ad hoc).

Ambiente e sicurezza sul lavoro

Nel 2008 è proseguito il processo di revisione del sistema di gestione della salute e della sicurezza dei lavoratori in tutte le Divisioni e società del Gruppo Enel, volto al potenziamento della struttura e alla razionalizzazione dei processi, attraverso la definizione di ruoli, compiti e responsabilità e l’individuazione di modalità operative e gestionali.
In Italia, per ciascuna Unità Produttiva è individuata la relativa linea gerarchico-funzionale e i responsabili dell’applicazione della normativa vigente (Datore di Lavoro e Dirigente). Parallelamente, in ciascuna è costituito il Servizio di Prevenzione e Protezione e designato il relativo Responsabile e, ove necessario, nominato il Medico Competente per l’attuazione della sorveglianza sanitaria per i rischi connessi.
Anche nel 2008 sono stati attuati significativi interventi formativi sui temi della tutela dell’igiene, della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro – oltre 864.000 ore di formazione (quasi il doppio rispetto all’anno precedente), più di 15 ore pro capite – a testimonianza che la formazione costante e periodica rappresenta ormai quel passo essenziale verso una cultura sana della sicurezza.
Gli investimenti per la tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori sono risultati nel 2008 superiori ai 41 milioni di euro, con una componente significativa nella formazione. L’investimento complessivo sale quasi a 85 milioni di euro considerando anche il costo del personale impegnato nella sicurezza.
Nel corso del 2008 molteplici e varie sono state le iniziative e gli eventi legati al tema della salute e sicurezza nei luoghi di lavoro, tra i quali il summit “Safety First for Everyone”, la “Settimana Internazionale della Sicurezza”, le “Safety Walk” (visite nei luoghi di lavoro atte a promuovere gli aspetti preventivi della sicurezza), le “Safety Community” e i “Safety Day”.
A seguito dell’entrata in vigore della legge n. 123/07 (misure in tema di tutela della salute e della sicurezza sul lavoro), confermata nell’art. 300 del D.Lgs. n. 81/08 (l’estensione della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche di cui al decreto legislativo n. 231 agli illeciti di omicidio colposo e di lesioni personali colpose gravi o gravissime, commessi in violazione di norme antinfortunistiche e sulla tutela dell’igiene e della sicurezza sul lavoro), il Consiglio di Amministrazione di Enel ha deliberato, in data 27 febbraio 2008, l’adozione della parte speciale F con le nuove fattispecie di reato, a integrazione del Modello 231/01 già in essere dal 2002.
Il numero di incidenti (1) mortali sul lavoro è pari a uno, occorso a causa di un incidente automobilistico verificatosi in Italia in novembre. L’indice di frequenza degli infortuni in Enel è passato dal 5,47 del 2007 fino al 3,91 del 2008, mentre l’indice di gravità è sceso dallo 0,22 nel 2007 allo 0,16 del 2008.

Per quanto riguarda i lavoratori di aziende appaltatrici, durante l’esecuzione di lavori per conto Enel, si registra una inversione di tendenza dei dati rispetto al miglioramento dei valori avuti negli anni precedenti; nel 2008 infatti sono stati registrati 32 casi, di cui 10 mortali e 22 gravi (comprensivi di Viesgo). Al riguardo si sta lavorando al miglioramento del sistema di qualificazione delle imprese e a una migliore e più efficace azione di gestione, verifica e controllo (per es., vendor rating, sanzioni e penali, informazione ecc.).

Relazioni industriali

Area elettrici


In tema di istituti sociali, è stato sottoscritto il 15 luglio 2008 l’accordo sul finanziamento ARCA-FISDE e sul varo del piano di efficientamento dell’ARCA. Infine, particolarmente rilevante è stato l’accordo del 5 novembre 2008 con cui sono state definite modalità normative e ambiti per le elezioni delle RSU/RLS a livello aziendale, svoltesi il 9 e 10 dicembre 2008.

Relativamente agli RLS si ricorda che a gennaio era stato stipulato un accordo “ponte” (successivamente prorogato a luglio, con scadenza 31 dicembre 2008) con il quale le relative competenze erano state transitorivamente attribuite alle Segreterie sindacali regionali.

Nel corso dell’anno si sono svolti, poi, numerosi confronti con le Organizzazioni Sindacali (OO.SS.) a livello sia nazionale sia territoriale sul citato riassetto organizzativo delle Divisioni. Il confronto sulla costituzione della nuova Divisione Energie Rinnovabili e la procedura ex art. 47 della legge n. 428/1990 si sono conclusi il 25 novembre 2008, con la sottoscrizione del verbale di accordo ex art. 2112 cod. civ., e il passaggio delle risorse alla nuova Divisione è avvenuto con decorrenza 1° dicembre 2008.

La Divisione Infrastrutture e Reti ha avviato il confronto in merito agli interventi/modifiche organizzative conseguenti all’integrazione AT-MT-BT (la Commissione AT, organismo paritetico in materia di salute e sicurezza, ha definito un documento conclusivo e il piano di formazione per tutto il personale coinvolto nell’integrazione AT-MT-BT) e concluso le interlocuzioni sindacali in merito a: Work Force Management, con avvio operativo del sistema; coordinamento del rinnovo degli accordi economici regionali scaduti (conclusi in tutte le Regioni, tranne la Lombardia); attuazione del nuovo assetto organizzativo di Enel Sole.

(1) I dati infortunistici riportati sono calcolati in conformità all’”ILO Code of Practice on Recording and Notification of Occupational Accidents and Diseases”. Le cifre si riferiscono a un perimetro di 56.126 lavoratori e non comprendono i dipendenti delle società consolidate con il metodo proporzionale e i dipendenti di Viesgo. Nel calcolo dei giorni di assenza dal lavoro per infortunio si fa riferimento ai giorni solari e il conteggio inizia a partire dal giorno successivo a quello dell’infortunio.
La Divisione Mercato ha concluso il confronto con le OO.SS. sulla riorganizzazione della Divisione e l’attuazione del nuovo assetto territoriale articolato in macro aree, e sul tema della valutazione delle prestazioni, estesa per la prima volta, come progetto pilota, a tutto il personale impiegato della Divisione.

La Divisione Generazione ed Energy Management ha finalizzato con le OO.SS. a livello nazionale il confronto sulla struttura organizzativa dell’Unità Assistenza Specialistica; si è inoltre conclusa la procedura ex art. 47 della legge n. 428/1990 e s.m.i. per il trasferimento a Hydro Dolomiti Enel Srl del ramo di azienda “Trento” di Enel Produzione SpA, ed è stata avviata la medesima procedura per il trasferimento alla costituenda Newco Srl del ramo di azienda “Bolzano” di Enel Produzione SpA.

L’area Servizi e Altre attività ha concluso nel maggio 2008 la consultazione a livello nazionale con le OO.SS., relativa al nuovo assetto della Direzione Operativa ICT, e ha definito nel secondo semestre 2008 il nuovo assetto organizzativo per le attività di gestione della corresponsione aziendale, attraverso l’adozione di un nuovo sistema informatizzato denominato PUMA - Protocollo Unico Multidivisionale Aziendale.

La Divisione Ingegneria e Innovazione, infine, nel secondo semestre del 2008 ha sviluppato il confronto sindacale nazionale relativo al nuovo assetto organizzativo. Sul piano internazionale, nel 2008, a seguito di vari incontri negoziali fra Enel e Delegazione Speciale di Negoziazione (composta da rappresentanti dei lavoratori del Gruppo di tutti gli Stati UE e coordinata dalle due Federazioni sindacali europee di settore) si è concluso il 5 dicembre 2008 il processo di negoziazione per l’istituzione del Comitato Aziendale Europeo Enel, con la firma ufficiale del verbale di accordo, particolarmente rilevante per la definizione del carattere multinazionale di Enel anche sotto il profilo delle relazioni industriali. È infatti la prima volta che vengono regolate l’informazione e la consultazione dei lavoratori in ambito transnazionale.

**Area gas**

Successivamente all’avvenuto rinnovo in data 15 gennaio 2008 del CCNL gas-acqua per il periodo 2008-2009 - parte economica e all’insediamento delle quattro commissioni bilateralari previste dal CCNL gas-acqua, nel secondo semestre 2008 sono proseguiti i lavori delle commissioni e gruppi di lavoro istituiti sugli impegni differiti come previsto in sede di rinnovo contrattuale (classificazione, assistenza sanitaria e reperibilità); in particolare, il 27 novembre 2008 ha concluso i lavori la Commissione per la classificazione del personale, con la sottoscrizione di un verbale di accordo al quale potrà farsi riferimento in occasione del prossimo rinnovo della parte normativa del contratto gas-acqua.

Sono stati poi completati i confronti territoriali sul riassetto organizzativo della rete gas e si è avviata l’interlocuzione in merito a un nuovo sistema di articolazione della reperibilità.
Consistenza del personale

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008 è pari a 75.981 dipendenti (73.500 al 31 dicembre 2007).

L’organico del Gruppo nel corso dell’anno 2008 aumenta di 2.481 risorse per effetto del saldo netto relativo alla variazione di perimetro (+3.891) e di una riduzione delle consistenze (-1.410 unità) come saldo tra le assunzioni e le cessazioni su tutto il perimetro.

Le cessazioni dal servizio sono rappresentate principalmente da esodi consensuali incentivati.

Al 31 dicembre 2008 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all’estero sono 35.654.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2007 è così sintetizzata:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>73.500</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Consistenza al 31.12.2007</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Variazioni di perimetro e acquisizioni:</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- OGK-5</td>
<td>4.285</td>
</tr>
<tr>
<td>- Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distribute Muntenia ed Enel Energie Muntenia)</td>
<td>2.038</td>
</tr>
<tr>
<td>- Endesa (acquisizioni)</td>
<td>70</td>
</tr>
<tr>
<td>- Endesa Europa (1)</td>
<td>(1.417)</td>
</tr>
<tr>
<td>- Viesgo</td>
<td>(1.049)</td>
</tr>
<tr>
<td>- Altre minori</td>
<td>(36)</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>3.891</td>
</tr>
<tr>
<td>Assunzioni</td>
<td>3.065</td>
</tr>
<tr>
<td>Cessazioni</td>
<td>(4.475)</td>
</tr>
<tr>
<td>Consistenza al 31.12.2008 (2)</td>
<td>75.981</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Pari al 67,05% della consistenza complessiva.
(2) Include 1.413 risorse riferibili al perimetro di attività classificato come “destinato alla vendita”.
A decorrere dall’anno 2000 sono stati sviluppati 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 a decorrere dal 2003 in poi.

**Piano di stock option 2003**

**Destinatari**

**Condizioni di esercizio**
Il diritto alla sottoscrizione delle azioni risultava subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell’ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l’uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione) specificamente disciplinate nel regolamento.

L’esercizio delle opzioni era inoltre subordinato al raggiungimento di due obiettivi, di cui (i) uno di carattere gestionale, rappresentato dal superamento dell’importo dell’Ebitda di Gruppo relativo all’anno di assegnazione e riportato nel budget approvato dal Consiglio di Amministrazione e (ii) l’altro di mercato, rappresentato dalla circostanza che la variazione percentuale del prezzo dell’azione Enel riportato dal sistema telematico della Borsa Italiana nel corso dell’anno di assegnazione delle opzioni risultasse superiore – secondo i criteri di calcolo indicati nel
regolamento – rispetto all’andamento di uno specifico indice di riferimento, individuato dal regolamento stesso nella media dell’andamento dell’indice Mibtel (peso: 50%) e dell’indice FTSE Eurotop 300 Electricity (peso: 50%). Il mancato raggiungimento anche di uno solo di tali obiettivi comportava l’automatica decadenza di tutte le opzioni, non essendo previsto alcun meccanismo di recupero.

Modalità di esercizio
In caso di raggiungimento delle condizioni di esercizio, le opzioni assegnate potevano essere esercitate per una quota del 30% a decorrere dal primo anno successivo a quello di assegnazione, per una ulteriore quota del 30% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione e per la residua quota del 40% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le opzioni il termine ultimo di esercizio del quinto anno successivo a quello di assegnazione. Tale termine è quindi scaduto il 31 dicembre 2008. In ogni caso le opzioni erano esercitabili, durante ciascun anno, esclusivamente nel corso di tre “finestre” temporali della durata di quindici giorni di Borsa aperta ciascuna, a decorrere (i) dalla verifica dei dati preliminari consolidati da parte del Consiglio di Amministrazione, (ii) dall’approvazione del Bilancio di esercizio da parte dell’Assemblea degli Azionisti e (iii) dall’approvazione della Relazione concernente il terzo trimestre dell’esercizio da parte del Consiglio di Amministrazione.

Strike price
Il prezzo di sottoscrizione delle azioni veniva determinato dal Consiglio di Amministrazione in misura non inferiore alla media aritmetica dei prezzi di riferimento dell’azione Enel riportati dal sistema telematico della Borsa Italiana nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni e lo stesso giorno del mese solare precedente. La sottoscrizione delle azioni risultava a totale carico dei destinatari, non prevedendo il Piano alcuna agevolazione a tale riguardo.

Azioni a servizio del Piano

Sviluppo del Piano di stock option 2003
A seguito del raggiungimento di entrambi gli obiettivi in precedenza descritti, tutte le opzioni assegnate sono divenute via via esercitabili secondo le scadenze sopra rappresentate. Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano 2003:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>47.624.005</td>
<td>549 dirigenti del Gruppo</td>
<td>euro 5.240</td>
<td>Diritti esercitabili</td>
<td>43.729.266</td>
<td>3.348.716 (1)</td>
<td>546.023 (2)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio degli assegnatari.
(2) Opzioni decadute per mancato esercizio da parte degli assegnatari.
Piano di *stock option* 2004

Il Piano 2004 risulta ispirato a logiche analoghe a quelle del Piano 2003 e ne mutua in larga parte le disposizioni del regolamento attuativo, discostandosene solo per i profili di seguito evidenziati.

**Destinatari**

Rispetto al Piano 2003, pur risultando confermata la ripartizione dei destinatari del Piano in differenti fasce, è stata prevista un’assegnazione delle opzioni in base a criteri proporzionali e non più attraverso l’applicazione di un moltiplicatore.

**Condizioni di esercizio**

Rispetto al Piano 2003, l’obiettivo dell’Ebitda di Gruppo è rimasto invariato, mentre l’obiettivo collegato alla *performance* dell’azione Enel rispetto all’indice di riferimento è stato considerato in una logica di *total shareholders’ return*, ossia tenendo conto (sia per l’azione Enel sia per l’indice di riferimento) dell’effetto del reinvestimento dei rispettivi dividendi lordi nei medesimi titoli.

**Modalità di esercizio**

In caso di raggiungimento delle condizioni di esercizio, le opzioni assegnate possono essere esercitate per una quota del 15% a decorrere dal primo anno successivo a quello di assegnazione, per un’altra quota del 15% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione, per un ulteriore 30% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione e per il residuo 40% a decorrere dal quarto anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le opzioni il termine ultimo di esercizio del quinto anno successivo a quello di assegnazione.

Le opzioni possono essere esercitate, durante ciascun anno, in qualsiasi momento, fatti salvi due *blocking period* 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).

**Azioni a servizio del Piano**


**Sviluppo del Piano di stock option 2004**

A seguito del raggiungimento delle condizioni di esercizio, tutte le opzioni assegnate sono divenute via via esercitabili secondo le scadenze sopra rappresentate.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano 2004:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>38.527.550</td>
<td>640 dirigenti del Gruppo</td>
<td>euro 6,242</td>
<td>Diritti esercitabili</td>
<td>26.437.815</td>
<td>2.065.200 (1)</td>
<td>47.600 (1)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio degli assegnatari.
Piano di *stock option* 2005


Piano di *stock option* 2006

Il Piano 2006 risulta ispirato a logiche analoghe a quelle del Piano 2003, del Piano 2004 e del Piano 2005 e ne mutua in larga parte le disposizioni dei regolamenti attuativi, discostandosene solo per i profili di seguito evidenziati.

**Destinatari**

Analogamente al Piano 2004, è stata confermata la ripartizione dei destinatari del Piano in differenti fasce ed è stata prevista un’assegnazione delle opzioni in base a criteri proporzionali.

**Condizioni di esercizio**


Il Piano 2006 ha previsto, in particolare, che una prima quota pari al 25% delle opzioni assegnate divenisse esercitabile a condizione che nel biennio comprensivo dell’anno di assegnazione delle opzioni e dell’anno a esso successivo venissero congiuntamente raggiunti gli obiettivi sopra indicati, mentre l’esercitabilità del residuo 75% delle opzioni assegnate fosse subordinata al conseguimento di entrambi i medesimi obiettivi nel corso del triennio comprensivo dell’anno di assegnazione delle opzioni e dei due anni a esso successivi. In caso di mancato conseguimento di uno ovvero di entrambi gli obiettivi durante il biennio sopra indicato, era comunque prevista per la prima quota pari al 25% delle opzioni assegnate una possibilità di recupero condizionata al congiunto raggiungimento dei medesimi obiettivi nel più ampio arco temporale del triennio di cui sopra.

**Modalità di esercizio**

In caso di raggiungimento delle condizioni di esercizio, le opzioni assegnate avrebbero potuto essere esercitate per una quota del 25% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione, per un ulteriore 35% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione e per il residuo 40% a decorrere dal quarto anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le opzioni il termine ultimo di esercizio del sesto anno successivo a quello di assegnazione.

**Azioni a servizio del Piano**

Sviluppo del Piano di stock option 2006

A seguito del mancato raggiungimento degli obiettivi di mercato (tanto su base biennale quanto su base triennale) rappresentati dalla performance dell’azione Enel rispetto all’indice di riferimento, tutte le opzioni assegnate in base al Piano 2006 sono automaticamente decadute.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano 2006:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>31.790.000</td>
<td>461 dirigenti del Gruppo</td>
<td>euro 6,842</td>
<td>Diritti non esercitabili</td>
<td>Nessuna</td>
<td>905.000 (1)</td>
<td>30.885.000 (2)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio degli assegnatari.
(2) Opzioni decadute per mancato raggiungimento di una delle condizioni di esercizio.

Piano di stock option 2007

Il Piano 2007 risulta ispirato a logiche analoghe a quelle del Piano 2006, mutuandone in larga parte le disposizioni del regolamento attuativo e discostandosene solo per i profili di seguito evidenziati.

Destinatari


Condizioni di esercizio

Per quanto concerne le condizioni di esercizio, mentre l’obiettivo dell’Ebitda di Gruppo è rimasto invariato, quello collegato alla performance dell’azione Enel rispetto all’indice di riferimento è stato in parte modificato. La composizione di tale ultimo indice è stata infatti individuata nella media dell’andamento dell’indice Mibtel (peso: 50%) e dell’indice Bloomberg World Electric Index (peso: 50%). Tale ultimo indice, grazie soprattutto alla sua maggiore rappresentatività dell’andamento degli operatori del settore a livello internazionale, ha dunque preso il posto del FTSE Eurotop 300 Electricity.

Strike price

Lo strike price è stato fissato in misura pari al prezzo di riferimento dell’azione Enel rilevato dal sistema telematico della Borsa Italiana in data 2 gennaio 2007, al fine di rendere pienamente coerente la struttura del Piano sia con il relativo periodo temporale di riferimento sia con il periodo di osservazione delle condizioni di esercizio delle opzioni.

Azioni a servizio del Piano

Nel maggio 2007 l’Assemblea straordinaria di Enel ha deliberato di conferire al Consiglio di Amministrazione una delega all’aumento del capitale sociale per un
massimo di 27.920.000 euro, dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe.

**Sviluppo del Piano di stock option 2007**

Dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio relative alla prima quota del 25% delle opzioni assegnate, si è accertato che nel corso del biennio 2007-2008 risulta essere stato conseguito l’obiettivo concernente il superamento dell’Ebitda di Gruppo, mentre la performance dell’azione Enel è risultata inferiore rispetto all’indice di riferimento. Tale prima quota del 25% delle opzioni assegnate potrà divenire dunque esercitabile solo a condizione che, in occasione dell’approvazione del progetto di bilancio relativo all’esercizio 2009, il Consiglio di Amministrazione accerti che ambedue gli obiettivi sopra indicati siano stati raggiunti nel corso del triennio 2007-2009. Qualora tale ultimo riscontro risulti positivo, anche il residuo 75% delle opzioni assegnate diverrà esercitabile; in caso contrario tutte le opzioni assegnate in base al Piano 2007 decadranno automaticamente. Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano 2007:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>27.920.000</td>
<td>379 dirigenti del Gruppo</td>
<td>euro 7,859</td>
<td>Valutazione in corso</td>
<td>Nessuna</td>
<td>147.000 (1)</td>
<td>613.166 (1)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio degli assegnatari.

**Piano di stock option 2008**

Il Piano 2008 risulta ispirato a logiche in larga parte differenti da quelle dei piani di azionariato varati negli anni precedenti, tranne per quanto concerne (i) la configurabilità delle opzioni assegnate quali diritti personali e intrasferibili inter vivos relativi alla sottoscrizione di un corrispondente numero di azioni ordinarie Enel di nuova emissione, e (ii) la possibilità di esercitare le opzioni (una volta che, decorsi i tre anni dall’assegnazione delle opzioni medesime, si siano verificate le condizioni di esercizio), durante ciascun anno del Piano, in qualsiasi momento, fatti salvi due blocking period della durata indicativa di un mese ciascuno. I profili peculiari del Piano 2008 sono di seguito evidenziati.

**Destinatari**


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

Per quanto concerne le condizioni di esercizio, il Piano prevede 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, calcolato in base agli importi indicati nei budget degli anni di riferimento. In funzione del livello di raggiungimento dei due suddetti 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 potrà variare, in aumento o in diminuzione rispetto al quantitativo base di opzioni assegnate, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120%.

Modalità di esercizio

Le opzioni assegnate possono essere esercitate a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione fino al sesto anno successivo a quello di assegnazione.

Strike price

Lo strike price è stato fissato in misura pari al prezzo di riferimento dell’azione Enel rilevato dal sistema telematico della Borsa Italiana in data 2 gennaio 2008 (come nel Piano 2007).

Azioni a servizio del Piano

Nel giugno 2008 l’Assemblea straordinaria di Enel ha deliberato di conferire al Consiglio di Amministrazione una delega all’aumento del capitale sociale per un massimo di 9.623.735 euro, dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe.

Sviluppo del Piano di stock option 2008

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Totale opzioni assegnate</th>
<th>Numero destinatari</th>
<th>Strike price</th>
<th>Verifica condizioni del Piano</th>
<th>Opzioni decadute nel 2008</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>8.019.779 (1)</td>
<td>16 dirigenti del Gruppo</td>
<td>euro 8,075</td>
<td>- (2)</td>
<td>Nessuna</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Nel caso in cui il livello di raggiungimento dei due obiettivi gestionali sopra indicati si posizionasse al punto più alto della relativa scala di performance, diverranno effettivamente esercitabili un massimo di n. 9.623.735 opzioni.


Piano di restricted share units 2008

Nel giugno 2008 l’Assemblea ordinaria di Enel ha dato avvio a un ulteriore strumento di incentivazione (il 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 dilutivi sul capitale sociale. Tale strumento consiste nell’assegnazione ai destinatari di diritti che consentono di ricevere un controvalore in denaro per il valore medio registrato dal titolo Enel nel mese precedente l’esercizio delle units stesse.
Destinatari
La 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 sopra esposte.
I destinatari sono stati ripartiti in differenti fasce e il quantitativo base di units assegnate agli appartenenti a ciascuna di esse è stato determinato assumendo a riferimento il livello medio della retribuzione annua lorda prevista per la fascia di appartenenza di ciascun destinatario, nonché in funzione del prezzo registrato dal titolo Enel al momento iniziale dell’intero periodo coperto dal Piano (vale a dire al 2 gennaio 2008).

Condizioni di esercizio
Il diritto all’esercizio delle units – e alla conseguente realizzazione di un contetrovalore monetario – risulta subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell’ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente) specificamente disciplinate nel regolamento.
In caso di raggiungimento del c.d. “obiettivo cancello”, la determinazione del quantitativo di units effettivamente esercitabili da parte di ciascun destinatario avviene in funzione del raggiungimento di un obiettivo di performance rappresentato: (i) quanto al primo 50% del quantitativo base di units assegnate, dal confronto – in una logica di total shareholders’ return e con riferimento all’arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2009 – tra l’andamento dell’azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana SpA, e quello di uno specifico indice di riferimento determinato sulla base della media dell’andamento dell’indice Mibtel (rilevante per il 50%) e del Bloomberg World Electric Index (rilevante per il 50%); e (ii) quanto al residuo 50% del quantitativo base di units assegnate, dal confronto – sempre in una logica di total shareholders’ return e con riferimento al più ampio arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2010 – tra l’andamento dell’azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana SpA, e quello del menzionato indice di riferimento determinato sulla base della media dell’andamento dell’indice Mibtel (rilevante per il 50%) e del Bloomberg World Electric Index (rilevante per il 50%); e potrà variare, in aumento o in diminuzione, rispetto al quantitativo base di units assegnate, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120% sulla base di una scala di performance fissata dal Consiglio di Amministrazione di Enel.
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.

Modalità di esercizio
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” temporal di 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
Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano di restricted share units 2008:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Totale units assegnate</th>
<th>Numero destinatari</th>
<th>Verifica condizioni del Piano</th>
<th>Units decadute nel 2008</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>1.766.675 (1)</td>
<td>387 dirigenti del Gruppo (2)</td>
<td>- (2)</td>
<td>Nessuna</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi di performance sopra indicati si posizionasse al punto più alto della relativa scala di performance, divenrebbero esercitabili un massimo di n. 2.120.010 units.
(2) Le verifiche di competenza del Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione dei c.d. “obiettivi cancello” e degli obiettivi di performance del Piano di restricted share units 2008 sono previste in occasione dell’approvazione dei progetti di bilancio di Enel SpA relativi agli esercizi 2009 (quanto al primo 50% delle units assegnate) e 2010 (quanto al residuo 50% delle units assegnate).

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 realizzata al 31 dicembre 2008 per effetto dell’esercizio delle stock option assegnate con i vari piani è pari all’1,99% e che l’ulteriore sviluppo dei piani stessi è suscettibile, in teoria, di elevare tale diluizione fino a un livello massimo del 2,73%.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell’evoluzione dei piani di stock option sopra descritti nel corso dell’esercizio 2008.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Opzioni esistenti al 1° gennaio 2008</strong></td>
<td><strong>Nuove opzioni assegnate nell’esercizio 2008</strong></td>
<td><strong>Opzioni esercitate nell’esercizio 2008</strong></td>
<td><strong>Opzioni decadute nell’esercizio 2008</strong></td>
<td><strong>Opzioni esistenti al 31 dicembre 2008</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Numero di opzioni</td>
<td>Prezzo di esercizio (euro) (1)</td>
<td>Prezzo di mercato (euro) (1)</td>
<td>Numero di opzioni</td>
<td>Prezzo di esercizio (euro) (1)</td>
</tr>
<tr>
<td>1.337.573</td>
<td>5,240</td>
<td>8,075</td>
<td>11.284.735</td>
<td>6,242</td>
</tr>
<tr>
<td>791.550</td>
<td>5,240</td>
<td>5,389</td>
<td>1.260.200</td>
<td>6,242</td>
</tr>
<tr>
<td>546.023</td>
<td>5,240</td>
<td>4,5225</td>
<td>47.600</td>
<td>6,242</td>
</tr>
<tr>
<td>9.976.935</td>
<td>5,240</td>
<td>4,5225</td>
<td>9.976.935</td>
<td>6,242</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) I prezzi di mercato sono stati calcolati sulla base delle indicazioni Consob contenute nella raccomandazione n. 11508 del 15 febbraio 2000 in merito alle informazioni riguardanti i piani di stock option.

(2) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali fissati per tale Piano si collochi a livello più elevato della relativa scala di performance divenrebbero effettivamente esercitabili un massimo di n. 9.623.735 opzioni.

(3) Dichiarate decadute nel mese di marzo 2009.
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.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Conto economico</th>
<th>Patrimonio netto</th>
<th>Conto economico</th>
<th>Patrimonio netto</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Valori Enel SpA</strong></td>
<td>2.741</td>
<td>15.121</td>
<td>3.887</td>
<td>15.711</td>
</tr>
<tr>
<td>Valori di carico e rettrifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto</td>
<td>314</td>
<td>(60.942)</td>
<td>(19)</td>
<td>(55.088)</td>
</tr>
<tr>
<td>Patrimonio netto e risultato d’esercizio (determinati in base a principi omogenei) delle imprese e Gruppi consolidati e di quelli valutati con il metodo del patrimonio netto, al netto delle quote di competenza degli azionisti terzi</td>
<td>6.608</td>
<td>53.720</td>
<td>4.313</td>
<td>48.046</td>
</tr>
<tr>
<td>Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo</td>
<td>-</td>
<td>14.005</td>
<td>-</td>
<td>11.916</td>
</tr>
<tr>
<td>Dividendi infragruppo</td>
<td>(4.045)</td>
<td>-</td>
<td>(4.282)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori</td>
<td>(325)</td>
<td>(1.506)</td>
<td>17</td>
<td>(1.032)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE GRUPPO</strong></td>
<td>5.293</td>
<td>20.398</td>
<td>3.916</td>
<td>19.553</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE TERZI</strong></td>
<td>741</td>
<td>5.897</td>
<td>215</td>
<td>7.080</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Bilancio consolidato
Prospetti contabili consolidati
Conto economico consolidato

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Note</th>
<th>2008</th>
<th>2007 restated</th>
<th>2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>di cui con parti correlate</td>
<td>di cui con parti correlate</td>
<td>di cui con parte correlate</td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi delle vendite e delle prestazioni</td>
<td>6.a</td>
<td>59.577</td>
<td>11.749</td>
<td>42.734</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri ricavi</td>
<td>6.b</td>
<td>1.607</td>
<td>16</td>
<td>954</td>
</tr>
<tr>
<td>(Subtotale)</td>
<td></td>
<td>61.184</td>
<td>11.765</td>
<td>43.688</td>
</tr>
<tr>
<td>Costi</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Servizi</td>
<td>7.b</td>
<td>6.638</td>
<td>1.792</td>
<td>5.076</td>
</tr>
<tr>
<td>Costo del personale</td>
<td>7.c</td>
<td>4.049</td>
<td>3.263</td>
<td>3.263</td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamenti e perdite di valore</td>
<td>7.d</td>
<td>4.777</td>
<td>3.059</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Altri costi operativi</td>
<td>7.e</td>
<td>1.714</td>
<td>24</td>
<td>927</td>
</tr>
<tr>
<td>Costi per lavori interni capitalizzati</td>
<td>7.f</td>
<td>(1.250)</td>
<td>(1.130)</td>
<td>(1.178)</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity</td>
<td>8</td>
<td>(20)</td>
<td>(23)</td>
<td>(36)</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td></td>
<td>9.541</td>
<td></td>
<td>6.781</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi finanziari</td>
<td>9</td>
<td>2.596</td>
<td>16</td>
<td>2.128</td>
</tr>
<tr>
<td>Oneri finanziari</td>
<td>9</td>
<td>5.806</td>
<td></td>
<td>3.013</td>
</tr>
<tr>
<td>Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</td>
<td>10</td>
<td>48</td>
<td></td>
<td>12</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato prima delle imposte</td>
<td></td>
<td>6.379</td>
<td></td>
<td>5.908</td>
</tr>
<tr>
<td>Imposte</td>
<td>11</td>
<td>585</td>
<td></td>
<td>1.956</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato delle continuing operations</td>
<td></td>
<td>5.794</td>
<td></td>
<td>3.952</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato delle discontinued operations</td>
<td>12</td>
<td>240</td>
<td>(44)</td>
<td>179</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto dell’esercizio (Gruppo e terzi)</td>
<td></td>
<td>6.034</td>
<td></td>
<td>4.131</td>
</tr>
<tr>
<td>Quota di pertinenza di terzi</td>
<td></td>
<td>741</td>
<td></td>
<td>215</td>
</tr>
<tr>
<td>Quota di pertinenza del Gruppo</td>
<td></td>
<td>5.293</td>
<td></td>
<td>3.916</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato per azione (euro)</td>
<td></td>
<td>0.98</td>
<td></td>
<td>0.67</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato diluito per azione (euro)</td>
<td></td>
<td>0.98</td>
<td></td>
<td>0.66</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato delle continuing operations per azione</td>
<td></td>
<td>0.94</td>
<td></td>
<td>0.64</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato diluito delle continuing operations per azione</td>
<td></td>
<td>0.94</td>
<td></td>
<td>0.63</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato delle discontinued operations per azione</td>
<td></td>
<td>0.04</td>
<td></td>
<td>0.03</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato diluito delle discontinued operations per azione</td>
<td></td>
<td>0.04</td>
<td></td>
<td>0.03</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Calcolato sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell’esercizio (6.185.730.695 nel 2008 e 6.182.314.371 nel 2007), rettificata con l’effetto dilutivo delle stock option in essere nell’esercizio (0 nel 2008 e 73 milioni nel 2007). Il risultato per azione e diluito per azione, calcolato tenendo conto delle opzioni esercitate sino alla data odierna, non varia rispetto a quello calcolato con la metodologia sopra esposta.
### Stato patrimoniale consolidato

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Immobili, impianti e macchinari</td>
<td>13</td>
<td>61.524</td>
<td>60.482</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti immobiliari</td>
<td>462</td>
<td>37</td>
<td>37</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività immateriali</td>
<td>14</td>
<td>25.779</td>
<td>24.743</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività per imposte anticipate</td>
<td>15</td>
<td>5.881</td>
<td>3.442</td>
</tr>
<tr>
<td>Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</td>
<td>16</td>
<td>397</td>
<td>1.972</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività finanziarie non correnti</td>
<td>17</td>
<td>4.324</td>
<td>2.212</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre attività non correnti</td>
<td>18</td>
<td>1.937</td>
<td>2.068</td>
</tr>
<tr>
<td>(Totale)</td>
<td>100.304</td>
<td>94.956</td>
<td>93.339</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Attività correnti</th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Rimanenze</td>
<td>19</td>
<td>2.182</td>
<td>1.726</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti commerciali</td>
<td>20</td>
<td>12.378</td>
<td>2.045</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti tributari</td>
<td>21</td>
<td>1.239</td>
<td>1.146</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività finanziarie correnti</td>
<td>22</td>
<td>3.269</td>
<td>2.414</td>
</tr>
<tr>
<td>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti</td>
<td>23</td>
<td>5.106</td>
<td>1.234</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre attività correnti</td>
<td>24</td>
<td>3.478</td>
<td>4.080</td>
</tr>
<tr>
<td>(Totale)</td>
<td>27.652</td>
<td>22.176</td>
<td>22.176</td>
</tr>
</tbody>
</table>

| Attività destinate alla vendita                           | 25            | 5.251                  | 13.719        | 146           | 8.233         | 146           |

<table>
<thead>
<tr>
<th>TOTALE ATTIVITÀ</th>
<th>133.207</th>
<th>130.851</th>
<th>123.748</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Patrimonio netto del Gruppo</td>
<td>26</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Capitale sociale</td>
<td>6.186</td>
<td>6.184</td>
<td>6.184</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre riserve</td>
<td>3.329</td>
<td>4.713</td>
<td>4.730</td>
</tr>
<tr>
<td>Riserve da valutazione riferite ad attività destinate alla vendita</td>
<td>35</td>
<td>35</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Utili e perdite accumulati</td>
<td>6.827</td>
<td>5.942</td>
<td>5.942</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato dell’esercizio (1)</td>
<td>4.056</td>
<td>2.679</td>
<td>2.740</td>
</tr>
<tr>
<td>Patrimonio netto di terzi</td>
<td>5.897</td>
<td>7.080</td>
<td>4.158</td>
</tr>
<tr>
<td>TOTALE PATRIMONIO NETTO</td>
<td>26.295</td>
<td>26.633</td>
<td>23.789</td>
</tr>
</tbody>
</table>

| Passività non correnti     |               |                        |               |
| Finanziamenti a lungo termine | 27          | 51.045                 | 52.155        |
| TFR e altri benefici ai dipendenti | 28 | 2.910              | 2.920         |
| Fondi rischi e oneri       | 29           | 6.922                  | 6.462         |
| Passività per imposte differite | 15    | 6.880                  | 8.321         |
| Passività finanziarie non correnti | 30 | 2.608              | 1.671         |
| Altre passività non correnti | 31          | 3.431                  | 3.333         |
| [Totale]                   | 73.796        | 74.862                 | 70.845        |

| Passività correnti         |               |                        |               |
| Finanziamenti a breve termine | 32          | 5.467                  | 5.285         |
| Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine | 27 | 3.110              | 2.729         |
| Debiti commerciali         | 33           | 10.600                 | 9.622         |
| Debiti per imposte sul reddito | 33      | 3.765                  | 3.897         |
| Passività finanziarie correnti | 34 | 2.959              | 1.561         |
| Altre passività correnti   | 35           | 7.198                  | 5.295         |
| [Totale]                   | 31.325        | 25.017                 | 24.997        |
| Passività destinate alla vendita | 36 | 1.791                | 4.339         |
| [Totale]                   | 106.912       | 104.218                | 99.959        |

| TOTALE PASSIVITÀ            |               |                        |               |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ | 133.207 | 130.851                | 123.748        |

(1) Il risultato dell’esercizio è al netto degli acconti sul dividendo dell’esercizio (pari a 1.237 milioni di euro sia nell’esercizio 2008 sia nel 2007).
<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Note</th>
<th>2008</th>
<th>2007 restated</th>
<th>2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>di cui con parti correlate</td>
<td>di cui con parti correlate</td>
<td>di cui con parti correlate</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato dell’esercizio del Gruppo e di terzi</td>
<td>6.034</td>
<td>4.131</td>
<td>4.213</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Rettifiche per:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali</td>
<td>442</td>
<td>252</td>
<td>220</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti</td>
<td>3.739</td>
<td>2.661</td>
<td>2.575</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)</td>
<td>(174)</td>
<td>(319)</td>
<td>(319)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Accantonamenti ai fondi</td>
<td>1.216</td>
<td>852</td>
<td>852</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(Proventi)/Oneri finanziari</td>
<td>2.828</td>
<td>1.384</td>
<td>1.384</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Imposte sul reddito</td>
<td>712</td>
<td>2.008</td>
<td>2.044</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari</td>
<td>12</td>
<td>(417)</td>
<td>(417)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto</td>
<td>14.809</td>
<td>10.552</td>
<td>10.552</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(Incremento)/Decremento fondi</td>
<td>(1.180)</td>
<td>(1.146)</td>
<td>(1.146)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(Incremento)/Decremento di rimanenze</td>
<td>(251)</td>
<td>(44)</td>
<td>(44)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(Incremento)/Decremento di crediti commerciali</td>
<td>(425)</td>
<td>518</td>
<td>(1.599) (511) (1.599) (511)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non finanziarie</td>
<td>2.409</td>
<td>(75)</td>
<td>(728) (36) (728) (36)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(Incremento)/Decremento di debiti commerciali</td>
<td>730</td>
<td>(225)</td>
<td>1.574 850 1.574 850</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati</td>
<td>1.298</td>
<td>16</td>
<td>1.125 15 1.125 15</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati</td>
<td>(4.453)</td>
<td>(1.987)</td>
<td>(1.987)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Imposte pagate</td>
<td>(2.427)</td>
<td>(1.677)</td>
<td>(1.677)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Cash flow da attività operativa (a)</td>
<td>10.510</td>
<td>6.070</td>
<td>6.070</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui discontinued operations</td>
<td>(387)</td>
<td>80</td>
<td>-</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti in attività materiali non correnti</td>
<td>(7.059)</td>
<td>(4.882)</td>
<td>(4.882)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti in attività immateriali</td>
<td>(338)</td>
<td>(348)</td>
<td>(348)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti</td>
<td>(1.627)</td>
<td>(30.390) (30.390)</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti</td>
<td>6.926</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento</td>
<td>(42)</td>
<td>267</td>
<td>267</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)</td>
<td>(2.140)</td>
<td>(35.353)</td>
<td>(35.353)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui discontinued operations</td>
<td>(113)</td>
<td>(80)</td>
<td>-</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine</td>
<td>27</td>
<td>4.788</td>
<td>30.813 30.813</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari</td>
<td>(5.916)</td>
<td>2.543 (10) 2.543 (10)</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Dividendi e acconti sui dividendi pagati</td>
<td>26</td>
<td>(3.401)</td>
<td>(3.180) (3.180)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Aumento di capitale e riserve per esercizio stock option</td>
<td>26</td>
<td>12</td>
<td>50     50</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)</td>
<td>26</td>
<td>7</td>
<td>-</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Cash flow da attività di finanziamento (c)</td>
<td>(4.510)</td>
<td>30.226</td>
<td>30.226</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui discontinued operations</td>
<td>500</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)</td>
<td>(112)</td>
<td>(52)</td>
<td>(52)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)</td>
<td>3.748</td>
<td>891</td>
<td>891</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui discontinued operations</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all’inizio dell’esercizio</td>
<td>1.463</td>
<td>572</td>
<td>572</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui discontinued operations</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell’esercizio (1) (2)</td>
<td>5.211</td>
<td>1.463</td>
<td>1.463</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui discontinued operations</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Di cui titoli a breve pari a 73 milioni di euro al 31 dicembre 2008 (101 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
(2) Di cui disponibilità liquide delle Attività destinate a essere cedute pari a 32 milioni di euro al 31 dicembre 2008 (128 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
## Prospetto consolidato degli utili e delle perdite rilevati nell’esercizio

<table>
<thead>
<tr>
<th>Note</th>
<th>2008</th>
<th>2007 restated</th>
<th>2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Quota efficace delle variazioni di <em>fair value</em> della copertura di flussi finanziari</td>
<td>(308)</td>
<td>287</td>
<td>287</td>
</tr>
<tr>
<td>Variazione di <em>fair value</em> degli investimenti finanziari destinati alla vendita</td>
<td>(80)</td>
<td>56</td>
<td>56</td>
</tr>
<tr>
<td>Differenze di cambio</td>
<td>(1.869)</td>
<td>(274)</td>
<td>(235)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato dell’esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto</strong></td>
<td>26</td>
<td>(2.257)</td>
<td>69</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato dell’esercizio rilevato a Conto economico</strong></td>
<td>6.034</td>
<td>4.131</td>
<td>4.213</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale utili e perdite rilevati nell’esercizio</strong></td>
<td>3.777</td>
<td>4.200</td>
<td>4.321</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Quota di pertinenza:**
- del Gruppo: 3.891 | 4.066 | 4.144 | 141
- di terzi: (114) | 134 | 177 | 1
Note di commento
1. Princípi contabili e criteri di valutazione

La società Enel Spa, operante nel settore delle utility energetiche, ha sede in Roma. Il Bilancio consolidato della società per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 comprende i bilanci della Società, delle sue controllate e delle imprese a controllo congiunto (“il Gruppo”), nonché la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate. L’elenco delle società controllate, collegate e a controllo congiunto incluse nell’area di consolidamento è riportato in allegato.

La pubblicazione del presente Bilancio consolidato è stata autorizzata dagli Amministratori in data 11 marzo 2009.

Conformità agli IFRS/IAS

Il Bilancio consolidato relativo all’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 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), riconosciuti nell’Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla data di chiusura dell’esercizio, alle interpretazioni emesse dall’International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), nonché alle interpretazioni dello Standing Interpretations Committee (SIC), in vigore alla stessa data. L’insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito “IFRS-EU”. Il presente bilancio è stato inoltre predisposto in conformità ai provvedimenti emanati in attuazione del comma 3 dell’art. 9 del D.Lgs. n. 38 del 28 febbraio 2005.

Base di presentazione

Il presente Bilancio consolidato è costituito dallo Stato patrimoniale, dal Conto economico, dal Rendiconto finanziario, dal Prospetto degli utili e delle perdite rilevati nell’esercizio, nonché dalle relative Note di commento.

Per lo Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio “corrente/non corrente” con specifica separazione delle attività e passività destinate alla vendita. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell’esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l’estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell’esercizio.

Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, mentre il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto.

La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio consolidato è l’euro, valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA, e tutti i valori sono espressi in milioni di euro tranne quando diversamente indicato.

Il bilancio è redatto 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.

Il completamento dell’allocazione del costo di acquisizione del Gruppo Endesa, i cui effetti sono più ampiamente trattati alla nota 4 del presente documento, ha determinato alcune variazioni nei valori iscritti in via provvisoria nel bilancio 2007, a seguito della definitiva determinazione dei fair value delle attività acquisite e delle passività assunte nell’ambito dell’operazione di aggregazione. Tali variazioni hanno generato la rettifica dei saldi di alcune voci patrimoniali ed economiche di Endesa prese a base del primo consolidamento e, conseguentemente, i saldi...

**Uso di stime**
La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede l’effettuazione di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e le relative ipotesi si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e vengono adottate quando il valore contabile delle attività e 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 rilevati a Conto economico, qualora la stessa interessi solo quell’esercizio. Nel caso in cui la revisione interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell’esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi esercizi futuri. Si ritiene che alcuni principi contabili siano particolarmente significativi ai fini della comprensione del bilancio; a tal fine, di seguito, sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall’uso delle predette stime contabili, nonché le principali assunzioni utilizzate dal management nel processo di valutazione delle predette voci di bilancio, nel rispetto dei sopra richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali stime è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

**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, in base a letture periodiche; comprendono, inoltre, una stima del valore dei consumi di energia elettrica e gas dalla data di ultima lettura alla fine dell’esercizio di riferimento. 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 delle spese e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate dai nostri consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione
di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri.
Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all’evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, nonché l’analisi dell’andamento tendenziale dei costi dell’assistenza sanitaria.
Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell’evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzioni dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell’assistenza sanitaria.
Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non correnti
Il valore contabile delle attività non correnti e delle attività destinate alla dismissione viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica.
Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrere 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.

Attività minerarie
L’uso di stime è utilizzato altresì nella valutazione delle riserve di gas naturale e petrolio, effettuata attraverso tecniche ingegneristiche, che per loro stessa natura contengono un margine di aleatorietà, derivante dalla qualità dei dati tecnici disponibili e dalla valutazione degli stessi da parte del management.
Le riserve di gas naturale e petrolio sono classificate come certe quando le quantità individuate, sulla base delle condizioni tecniche ed economiche alla data della stima, potranno con un ragionevole grado di certezza essere estratte in futuro.
Le riserve certe sono inizialmente classificate come non sviluppate; successivamente all’attività di sviluppo e generalmente in concomitanza alla prima estrazione, sono ricategorizzate come riserve certe sviluppate.
Pur tuttavia, la valutazione è spesso soggetta a variazioni, in ragione delle mutate condizioni che possono verificarsi. Elementi quali un aumento dei prezzi o una differente produzione di gas e petrolio rispetto a quella originariamente stimata possono comportare revisioni significative in aumento o in diminuzione dei volumi delle riserve.

Recupero futuro di imposte anticipate
Al 31 dicembre 2008, 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 fosse 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 inoltre pendenti diverse vertenze in materia urbanistica, paesaggistica e ambientale (principalmente con riferimento all’esposizione a campi elettromagnetici), connesse alla costruzione e all’esercizio di alcuni impianti di produzione e di linee di trasporto.

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 insolventi correnti e storici, storni e incassi, nonché all’attento monitoraggio della qualità del portafoglio crediti e delle condizioni correnti e previste dell’economia e dei mercati di riferimento.

Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l’uso di ipotesi diverse o il cambiamento delle condizioni economiche potrebbe riflettersi in variazioni del fondo svalutazione crediti e, quindi, avere un impatto sugli utili.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico nell’esercizio di competenza.

Smantellamento e ripristino siti
Nel calcolo della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, in particolare per lo smantellamento degli impianti nucleari e per lo stoccaggio delle scorie o altri scarti di materiali radioattivi, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico in considerazione del fatto che si tratta di costi che verranno sostenuti in un arco temporale molto lungo, stimabile fino a 100 anni.
L’obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che la società ritiene di dover pagare a seguito dell’operazione di smantellamento.

Il tasso di sconto impiegato per l’attualizzazione della passività è quello cosiddetto privo di rischio, al lordo delle imposte (risk free rate), e si basa sui parametri economici del Paese dove l’impianto nucleare 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 delle tecniche di smantellamento e ripristino, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti e della manifestata sensibilità politica e pubblica 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.
Oltre alle voci elencate in precedenza, l’uso di stime ha riguardato strumenti finanziari, 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.

**Parti correlate**

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure 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 dirigenti con responsabilità strategiche, e i loro stretti familiari, di Enel SpA e delle società da questa direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali Enel SpA esercita un’influenza notevole. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

**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 la controllante ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

**Società a Destinazione Specifica**

Si consolida una Società a Destinazione Specifica (SDS) nel caso in cui, nella sostanza, il Gruppo esercita un controllo di fatto su tale entità. Tale controllo è realizzato se il Gruppo ottiene la maggioranza dei benefici dalla SDS e sostiene la maggioranza dei rischi residuali o di proprietà connessi alla SDS, anche in assenza di partecipazioni nel capitale sociale di tale entità.

**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 e successivamente sono valutate con il metodo del patrimonio netto allocando l’utiluale differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interesse 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. 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, quest’ultimo è annullato e l’eventuale eccedenza è rilevata in un apposito fondo, qualora la partecipante si sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell’impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite.
Società a controllo congiunto

Per società a controllo congiunto (joint venture) si intendono tutte le società nelle quali il Gruppo Enel 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Società a controllo congiunto</th>
<th>Milioni di euro</th>
<th>al 31.12.2008</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables (1)</td>
<td>RusEnergosbyt</td>
</tr>
<tr>
<td>Percentuale di consolidamento</td>
<td>50,0%</td>
<td>49,5%</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività non correnti</td>
<td>541</td>
<td>22</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività correnti</td>
<td>93</td>
<td>17</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività destinate alla vendita</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività non correnti</td>
<td>375</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività correnti</td>
<td>181</td>
<td>17</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività destinate alla vendita</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>94</td>
<td>660</td>
</tr>
<tr>
<td>Costi</td>
<td>51</td>
<td>650</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Include i valori relativi alle società su cui viene esercitato un controllo congiunto con altri soci.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle partecipate utilizzate per la predisposizione del Bilancio consolidato sono elaborati al 31 dicembre 2008 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 realizzate 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 perdita di valore.

Conversione delle poste in valuta

I bilanci di ciascuna società consolidata sono redatti utilizzando la valuta funzionale relativa al contesto economico in cui ciascuna società opera. Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell’operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell’esercizio di riferimento. Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell’operazione.

Conversione delle situazioni contabili 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 dall’euro 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 a Conto economico al momento della cessione della partecipazione.

**Aggregazioni di imprese**

Tutte le aggregazioni di imprese sono 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 allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell’acquisita ai relativi *fair value*. L’eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al *fair value* della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è 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 possano determinarsi solo provvisoriamente, le aggregazioni di imprese sono rilevate 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.


**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 la rimozione dell’attività. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell’ambito dei fondi per rischi e oneri futuri. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto “Fondi per rischi e oneri”.

Gli oneri finanziari relativi a finanziamenti connessi all’acquisto delle immobilizzazioni vengono rilevati a Conto economico nell’esercizio di competenza. Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data del 1° gennaio 2004 (la data di transizione) 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 viti 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 plus/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 almeno 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Immobilizzazioni</th>
<th>Vita utile</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Fabbricati civili</td>
<td>40-65 anni</td>
</tr>
<tr>
<td>Centrali idroelettriche (1)</td>
<td>35-40 anni</td>
</tr>
<tr>
<td>Centrali termoelettriche (1)</td>
<td>10-40 anni</td>
</tr>
<tr>
<td>Centrali nucleari</td>
<td>40 anni</td>
</tr>
<tr>
<td>Centrali geotermoelettriche</td>
<td>20 anni</td>
</tr>
<tr>
<td>Centrali con fonti energetiche alternative</td>
<td>15-35 anni</td>
</tr>
<tr>
<td>Linee di trasporto</td>
<td>20-40 anni</td>
</tr>
<tr>
<td>Stazioni di trasformazione</td>
<td>32-42 anni</td>
</tr>
<tr>
<td>Reti a media e bassa tensione di distribuzione</td>
<td>20-40 anni</td>
</tr>
<tr>
<td>Reti di distribuzione del gas e misuratori</td>
<td>25-50 anni</td>
</tr>
<tr>
<td>Attrezzature industriali e commerciali</td>
<td>4-25 anni</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(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.
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. 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.

Gli impianti del Gruppo in Italia 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. La scadenza della concessione è fissata, rispettivamente, al 2029.

In accordo con le leggi n. 29/85 e n. 46/99, anche le centrali idroelettriche di Endesa in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, al termine della quale gli impianti verranno riconsegnavi allo Stato in condizione di regolare funzionamento. La scadenza di tali concessioni si estende dal 2011 al 2067. Talune società appartenenti a Endesa e operanti in Argentina e Brasile 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.

Endesa 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 e vendita 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. Tali beni, che si identificano nelle reti di distribuzione dell’energia elettrica, sono iscritti alla voce “Immobili, impianti e macchinari” e vengono ammortizzati lungo la loro vita utile.

Inoltre, il Gruppo opera in Italia nella distribuzione del gas utilizzando concessioni attribuite da autorità locali con scadenze non superiori ai 12 anni. Mediante accordi di servizio, le autorità locali possono regolare i termini e le condizioni per il servizio di distribuzione, nonché i livelli qualitativi da raggiungere. Le concessioni vengono infatti attribuite in base a condizioni finanziarie, standard di qualità e sicurezza, piani di investimento e capacità tecniche e manageriali offerte.

La maggioranza delle concessioni per la distribuzione di gas scade al 31 dicembre 2009. Alla data di scadenzato, per la maggior parte delle concessioni, le autorità locali esperiranno una nuova procedura di gara per il rinnovo delle stesse. Qualora la concessione non venisse rinnovata, al nuovo titolare della stessa è richiesto il pagamento di un’indennità pari al fair value dei beni asserviti alla concessione. Per alcune concessioni è previsto invece che alla data di scadenza le reti di distribuzione siano devolute a titolo gratuito alle autorità locali alle normali condizioni di funzionamento. Tali beni sono iscritti nella voce “Immobili, impianti e macchinari” e vengono ammortizzati lungo la loro vita utile, nel caso in cui la concessione preveda un indennizzo al termine della stessa, oppure sulla base della minor durata tra la concessione e la vita utile residua del bene, nel caso in cui è prevista una devoluzione gratuita dei beni al termine della concessione.
**Investimenti immobiliari**

Gli investimenti immobiliari rappresentano proprietà immobiliari del Gruppo possedute al fine di conseguire canoni di locazione e/o per l’apprezzamento del capitale investito, piuttosto che per l’uso nella produzione o nella fornitura di beni/servizi.

Sono inizialmente rilevati al costo, determinato attraverso le stesse modalità indicate per gli immobili, impianti e macchinari. Successivamente, sono rilevati al costo al netto dei relativi ammortamenti e di eventuali perdite di valore. 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 2008 è pari a 653 milioni di euro.

**Attività immateriali**

Le attività immateriali sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dall’utilizzo delle predette attività vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l’uso. Le attività immateriali, 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. La vita utile stimata delle principali attività immateriali è indicata nella nota di commento alla voce.

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.

**Attività minerarie**

I costi sostenuti per l’acquisizione di titoli minerari sono rilevati sulla base del valore delle diverse attività acquisite determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi. Le attività acquisite riguardano il potenziale esplorativo, le riserve di idrocarburi classificate come probabili, possibili e certe, e sono attribuite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi. I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati nell’attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe, rilevati tra gli “Immobili, impianti e macchinari” sono ammortizzati secondo il metodo dell’unità di prodotto (UOP), così come definito successivamente, considerando sia le riserve certe sviluppate sia quelle non sviluppate. I costi di acquisizione delle riserve probabili e delle riserve possibili, nonché del potenziale esplorativo (rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti), sono sospesi nelle attività immateriali in attesa dell’esito delle attività di esplorazione. In caso di esito negativo o di abbandono dell’attività di...
esplorazione, tali costi sono imputati a Conto economico; in caso di esito positivo, sono riclassificati nella voce “Immobili, impianti e macchinari” e conseguentemente ammortizzati secondo il metodo UoP.

I costi di esplorazione sostenuti per accertare l’esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell’acquisizione dei titoli minerari sia successivamente alla stessa, sono spesi a Conto economico, a eccezione di quelli riferibili alle attività di perforazione di pozzi che sono invece sospesi fra le attività immateriali in attesa dell’esito dell’attività di esplorazione.

I costi di sviluppo sostenuti per l’accertamento di riserve certe e la costruzione e l’installazione degli impianti necessari all’estrazione, lavorazione e stoccaggio di gas naturale sono rilevati nell’attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UoP poiché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di gas economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, l’ammortamento delle riserve certe sviluppate (c.d. “depletion”) è calcolato applicando al loro valore netto un’aliquota variabile pari al rapporto tra il livello di produzione (volume di idrocarburi estratti nel periodo) e le riserve certe (sviluppate e non sviluppate) esistenti alla fine del periodo (tenendo conto delle “promozioni” avvenute nel periodo); il predetto metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi all’attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto ecc.) sono imputati a Conto economico nell’esercizio in cui sono sostenuti.

Perdite di valore delle attività

Le attività materiali (immobili, impianti e macchinari e gli investimenti immobiliari) e immateriali sono analizzate, almeno una volta all’anno, al fine di individuare eventuali indicatori di perdita di valore; nel caso esista un’indicazione di perdita di valore si procede alla stima del loro valore recuperabile.

Il valore recuperabile dell’avviamento e delle attività immateriali con vita indefinita, quando presenti, nonché quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l’uso sono invece stimati almeno annualmente.

Il valore recuperabile è rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto dei costi accessori di vendita, e il relativo valore d’uso.

Nel determinare il valore d’uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che rifletta 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 ampliamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla *cash generating unit* cui tale attività appartiene.

Una perdita di valore è riconosciuta nel Conto economico qualora il valore di iscrizione dell’attività, o della relativa *cash generating unit* cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile.

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.

Una perdita di valore di un’attività viene ripristinata quando vi è un’indicazione che la perdita di valore si sia ridotta o non esista più o quando vi è stato un cambiamento nelle valutazioni utilizzate per determinare il valore recuperabile; diversamente, una perdita di valore rilevata sull’avviamento non viene mai ripristinata negli esercizi successivi.
Rimanenze
Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo. 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. In particolare, l’utilizzo del combustibile nucleare è rilevato sulla base dell’energia prodotta dai relativi impianti nucleari.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie valutate al fair value con imputazione al Conto economico
Sono classificati in tale categoria i titoli di debito detenuti a scopo di negoziazione, i titoli di debito designati al fair value a Conto economico al momento della rilevazione iniziale e le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e joint venture (se classificate come “fair value con imputazione a Conto economico”).
Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo fair value. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni successive del fair value sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino a scadenza
Sono inclusi nelle “attività finanziarie detenute fino a scadenza” gli strumenti finanziari, non derivati 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. Le predette perdite di valore sono determinate quale differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario.

Finanziamenti e crediti
Rientrano in questa categoria i crediti (finanziari e commerciali), ivi inclusi i titoli di debito, non derivati, non quotati in mercati attivi, con pagamenti fissi o determinabili e per cui non vi sia l’intento predeterminato di successiva vendita. Tali attività sono, inizialmente, rilevate al fair value, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, rettificato per eventuali perdite di valore. Tali riduzioni di valore sono determinate come differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse effettivo originario.
Le 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, le partecipazioni in altre imprese (se classificate come “disponibili per la vendita”) e le attività finanziarie non classificabili in altre categorie. Tali strumenti sono valutati al fair value con contropartita il patrimonio netto.
Al momento della cessione, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a Conto economico.
Qualora sussistano evidenze oggettive che i predetti strumenti abbiano subito una riduzione di valore significativa o prolungata, la perdita cumulata, precedentemente iscritta a patrimonio netto, è eliminata e riversata a Conto economico. Tali perdite di valore, non ripristinabili successivamente, sono misurate come differenza tra il valore contabile e il fair value, determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell’esercizio per le attività finanziarie quotidiate in mercati regolamentati o determinato sulla base dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse di mercato per le attività finanziarie non quotidiate.
Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo rettificato per eventuali perdite di valore.

**Disponibilità liquide e mezzi equivalenti**
Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell’assenza di spese per la riscossione.
Ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide sono esposte non includendo gli scoperti bancari alla data di chiusura dell’esercizio.

**Debiti commerciali**
I debiti commerciali sono inizialmente iscritti al fair value e successivamente valutati al costo ammortizzato. I debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

**Passività finanziarie**
Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte alla data di regolamento e valutate inizialmente al fair value al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

**Strumenti finanziari derivati**
I derivati sono rilevati 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 predetti derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione del fair value delle attività o passività oggetto di copertura (fair value hedge), le relative 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) o transazioni future altamente probabili, le variazioni del fair value sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace, e successivamente imputate a Conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall’elemento coperto.
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 devono essere 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 converte i valori in divise diverse dall’euro ai cambi di fine periodo. Si evidenzia inoltre che il Gruppo analizza tutti i contratti di acquisti e vendite a termine di attività non finanziarie, con particolare attenzione agli acquisti e vendite a termine di elettricità e commodity energetiche, per verificare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dallo IAS 39, ovvero risultino essere stati stipulati per pervenire alla consegna fisica coerentemente alle normali esigenze di acquisto/vendita/uso previste. Se tali contratti non sono sottoscritti al fine dell’ottenimento o della consegna di elettricità o di commodity energetiche, essi sono valutati al fair value.

**Benefici per i dipendenti**

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e relativa a programmi a benefici definiti o altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell’attività lavorativa, iscritta al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l’ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento. La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti. Gli utili o le perdite attuariali cumulati superiori al 10% del maggiore tra il valore attuale dell’obbligazione a benefici definiti e il fair value delle attività a servizio del piano, sono rilevati nel Conto economico lungo la rimanente vita lavorativa media prevista dei dipendenti partecipanti al piano. In caso contrario, 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.

**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 derrarranno esercitabili.

**Piani di incentivazione restricted share units**
Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite piani di incentivazione restricted share units (RSU) è determinato sulla base del fair value delle RSU assegnate e in relazione alla maturazione del diritto a ricevere il corrispettivo.
Il metodo di calcolo per la determinazione del fair value tiene conto di tutte le caratteristiche delle RSU (durata del piano, condizioni di esercizio ecc.) nonché del valore e della volatilità del titolo Enel lungo il vesting period. Il modello di pricing utilizzato è il Montecarlo.
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 derrarranno esercitabili.

**Fondi per rischi e oneri**
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di una obbligazione legale o implicita nei confronti di terzi, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l’obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare sia stimmabile 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 rifletta 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 dell’immobilizzazione materiale alla quale l’onere stesso si riferisce.
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 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 non essere interamente recuperato; in tal caso si verifica l’esistenza di una riduzione di valore dell’attività stimandone l’ammontare non recuperabile, e si rileva la perdita a Conto economico conseguente a tale riduzione di valore.
Se le variazioni di stima sono portate a riduzione dell’attività, tale decremento è rilevato contabilmente in contropartita all’attività fino a concorrenza del suo valore contabile, la parte eccedente viene rilevata 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 previste per l’ottenimento degli stessi.
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.

Ricavi
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 causati dalla Società;

> i contributi di allacciamento riferiti alla distribuzione dell’energia elettrica sono indipendenti da ogni altro servizio connesso all’erogazione di energia elettrica e pertanto vengono rilevati in un’unica soluzione al completamento del servizio di allacciamento.

Proventi e oneri finanziari
I proventi e gli oneri finanziari sono rilevati per competenza e includono, sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività
finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo, 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.

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.

Imposte sul reddito
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.
L’iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l’attività.
La recuperabilità delle attività per imposte anticipate viene riesaminata a ogni chiusura dell’esercizio. Le imposte relative a componenti rilevati direttamente a patrimonio netto sono imputate direttamente a patrimonio netto.

Discontinued operations e attività non correnti destinate alla 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 destinate alla vendita e rappresentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come destinate alla vendita sono dapprima rilevate in conformità allo specifico principio IFRS/IAS di riferimento applicabile a ciascuna attività e passività e, successivamente, sono rilevate al minore tra il valore contabile e il 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 destinate alla vendita con contropartita a Conto economico. I corrispondenti valori patrimoniali dell’esercizio precedente non sono riclassificati.
Un’attività operativa cessata (discontinued operation) rappresenta una parte dell’impresa che è stata dismessa o classificata come posseduta per la vendita, e:
> rappresenta un importante ramo di attività o area geografica di attività;
> è parte di un piano coordinato di dismissione di un importante ramo di attività o area geografica di attività; o
> è un’attività acquisita esclusivamente allo scopo di essere rivenduta.
2. Principi contabili di recente emanazione

**Principi di prima adozione e applicabili**

> “Riclassificazione delle attività finanziarie (modifiche allo IAS 39 - Strumenti finanziari: Rilevazione e valutazione – e all’IFRS 7 - Strumenti finanziari: informazioni integrative)”: tale documento, emesso dallo IASB a ottobre 2008 e omologato dall’Unione Europea il 15 ottobre 2008 tramite il regolamento (CE) n. 1004/2008, consente in taluni specifici casi la riclassifica di attività finanziarie fuori dalla categoria del fair value rilevato a conto economico; le predette attività finanziarie dovranno essere riclassificate al relativo fair value alla data in cui viene applicata tale facoltà. È stabilito, inoltre, che:

- un’attività finanziaria che rientra nella definizione di finanziamenti e crediti può essere classificata fuori dalla categoria fair value a conto economico se l’entità ha intenzione e la capacità di possedere l’attività fino a scadenza o per il periodo previsto;
- un’attività finanziaria classificata come disponibile per la vendita, ma che soddisfa la definizione di finanziamenti e crediti, può essere riclassificata dalla categoria available for sale alla categoria finanziamenti e crediti, a condizione che l’entità abbia la capacità di possedere l’attività fino a scadenza o per il periodo previsto.

L’adozione di tale emendamento non ha comportato alcun effetto nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 del Gruppo Enel, non essendo stata operata nessuna delle riclassifiche in esso consentite.

**Principi non ancora applicabili e non adottati**

L’Unione Europea nel corso dell’esercizio 2008 ha omologato i seguenti nuovi principi e interpretazioni non ancora applicabili al 31 dicembre 2008.

> “Amendment to IFRS 2 Share-based Payment: Vesting Conditions and Cancellations”: tale documento, emesso dallo IASB a gennaio 2008, definisce il trattamento contabile da applicare alle c.d. non vesting conditions, alle quali un pagamento basato su azioni può essere sottoposto. Inoltre, con riferimento alla cancellazione di un piano di stock option, la nuova versione del principio estende il trattamento contabile attualmente previsto dall’IFRS 2 nei casi di cancellazione dei piani da parte della società anche ai casi in cui la cancellazione o il regolamento di un piano durante il vesting period non dipenda da una scelta della società. Le sopracitate modifiche dovranno essere applicate ai bilanci degli esercizi che avranno inizio dal 1° gennaio 2009. Il Gruppo Enel non prevede impatti dall’applicazione futura delle nuove disposizioni.


> “Amendments to IAS 1 Presentation of Financial Statements - A Revised Presentation”, emesso a settembre 2007: introduce una nuova modalità di presentazione del bilancio con particolare impatto sulla presentazione dei dati economici del periodo tramite il c.d. Comprehensive Income che dà evidenza


> “IFRIC 14 - The Limit on a Defined Benefit Asset, Minimum Funding Requirements and their Interaction”, emesso a luglio 2007: fornisce indicazioni inerenti all’applicazione delle regole disposte dallo IAS 19 in merito all’”asset ceiling”. Definisce, inoltre, gli effetti sulle passività e/o sulle attività a servizio di un piano a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine di un c.d. minimum funding requirement (previsione contrattuale o di legge riguardante il livello minimo delle attività a servizio del piano). Sarà applicabile a partire dagli esercizi successivi al 31 dicembre 2008. Il Gruppo Enel sta valutando gli impatti derivanti dall’applicazione di tale interpretazione. Si ricorda, inoltre, che nel corso del 2007 sono stati omologati i seguenti principi o interpretazioni applicabili dall’esercizio 2009:

> “IFRS 11 - Operazioni con azioni proprie e del gruppo”: tale interpretazione, omologata con regolamento (CE) n. 611/2007, stabilisce che per gli accordi di pagamento tramite i quali una controllante assegna diritti su strumenti rappresentativi del proprio capitale a dipendenti della società controllata, quest’ultima deve misurare i servizi ricevuti dai propri dipendenti come share based payment; accordi di pagamento tramite i quali una controllata assegna ai propri dipendenti diritti su strumenti rappresentativi del capitale della sua controllante, la società controllata deve contabilizzare l’operazione con i suoi dipendenti come regolata per cassa, indipendentemente dalle modalità di reperimento delle azioni per soddisfare gli obblighi di pagamento.

Il Gruppo Enel non prevede impatti dall’applicazione di tale interpretazione.


> “Amendments to IAS 32 and IAS 1 - Puttable Financial Instruments and Obligations Arising on Liquidation”, emesso a febbraio 2008: le predette modifiche introducono un’eccezione alla definizione di strumento rappresentativo di capitale, disponendo la classificazione in tale categoria anche per gli strumenti c.d. puttable per quelli che prevedono obblighi in caso di liquidazione della società, qualora presentino determinate caratteristiche. Le modifiche saranno
applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2009.


> “Amendments to IFRS 1 and IAS 27 - Cost of an Investment in a Subsidiary, Jointly-controlled Entity or Associate”, emesso a maggio 2008: stabilisce che nel bilancio separato, in fase di prima adozione degli IFRS/IAS, il costo delle partecipazioni in società controllate, collegate e controllate congiuntamente può essere misurato al costo determinato in base alle disposizioni dello IAS 27 o al c.d. deemed cost, rappresentato alternativamente dal fair value dell’investimento alla data di transizione o dal valore contabile determinato in base ai principi contabili precedentemente applicati. Inoltre, le modifiche apportate al sopra citato IAS 27 stabiliscono che i dividendi ricevuti da una società controllata, collegate o a controllo congiunto devono essere rilevati nel Conto economico del bilancio separato, eliminando la condizione posta dalla precedente versione dello standard internazionale, che prevedeva la rilevazione a Conto economico solo nel caso di distribuzione di utili successivi all’acquisizione (cost method).

> Revised IFRS 3 - Business Combinations”, emesso a gennaio 2008: sono apportate modifiche significative al c.d. acquisition method per la rilevazione contabile delle operazioni di aggregazione aziendale. Tra le modifiche che saranno applicabili prospetticamente, previa omologazione, a partire dal 1° gennaio 2010 si segnalano:
- l’obbligo di rilevazione a Conto economico delle variazioni di corrispettivo riconosciute successivamente dall’acquirente, nonché dei costi di transazione dell’operazione di aggregazione;
- la possibilità di rilevare, successivamente all’acquisizione del controllo, ulteriori interessenze nella società controllata, al fair value o al corrispondente valore contabile delle attività e passività acquisite.


> “IFRIC 16 - Hedges of a Net Investment in a Foreign Operation”, emesso a luglio 2008: l’interpretazione si applica alle società che intendono coprire il rischio di cambio derivante da un proprio “investimento netto in una gestione estera”. Le principali disposizioni della sopra citata interpretazione sono di seguito riportate:
- può essere oggetto di copertura solo la differenza cambio tra la valuta funzionale (e non di presentazione) della gestione estera e quella della sua controllante (quest’ultima intesa a qualsiasi livello, ultimo o intermedio);
- nel Bilancio consolidato il rischio può essere designato come coperto una
volta sola, anche se più di una società del Gruppo ha coperto la propria esposizione verso il rischio valuta di una stessa gestione estera;
- l’strumento di copertura può essere detenuto da qualsiasi società del Gruppo (esclusa quella coperta);
- in caso di dismissione della gestione estera, nel Bilancio consolidato, l’importo riclassificato a Conto economico dalla riserva di traduzione è pari all’ammontare di utili/perdite sullo strumento di copertura valutato come efficace.

L’interpretazione sarà applicabile negli esercizi che hanno inizio dal 1° ottobre 2008 o successivamente.

> “IFRIC 17 - Distributions of Non-cash Assets to Owner”, emesso a novembre 2008: l’interpretazione chiarisce le modalità dei dividendi erogati in beni, diversi dal denaro, ai possessori di capitale. In particolare:
- i dividendi devono essere rilevati quando deliberati;
- la società deve valutare i dividendi al fair value dell’attività netta da erogare;
- la società deve registrare la differenza tra valore di libro e fair value a Conto economico.

L’interpretazione sarà applicabile, previa omologazione, negli esercizi che hanno inizio dal 1° luglio 2009 o successivamente.

> “Amendment to IAS 39 - Financial Instruments: Recognition and Measurement: Eligible Hedged Items”: con tale integrazione al vigente IAS 39, lo IASB ha inteso chiarire le condizioni per cui taluni strumenti finanziari/non finanziari possono essere considerati come elementi coperti (“hedged item”) in una relazione di copertura. Precisa, in proposito, che una società possa coprire anche solo una tipologia di variazione nel cash flow o nel fair value di un elemento coperto (ossia che il prezzo di una commodity oggetto di copertura subisca incrementi oltre un prezzo prefissato), c.d. one-sided risk. A tal proposito, lo IASB chiarisce, inoltre, che un’opzione acquistata designata come di copertura in una one-sided risk hedge relationship è perfettamente efficace solo se il rischio coperto è rappresentato esclusivamente dalla variazione dell’intrinsic value dello strumento di copertura e non anche del suo time value. Il principio sarà applicabile, previa omologazione, dagli esercizi che hanno inizio dal 1° luglio 2009 o successivamente.

Si ricorda infine che è in attesa di omologazione e, pertanto, non è ancora adottato l”"IFRIC 12 - Service Concession Arrangements". Tale documento, pubblicato nel corso del precedente esercizio, definisce il trattamento contabile per il concessionario delle obbligazioni e dei diritti connessi agli accordi di concessione di servizi pubblici. L’interpretazione sarà applicata a partire dalla data che verrà stabilita dall’Unione Europea a conclusione del processo di omologazione.
3. Gestione del rischio

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

Per contenerne tale esposizione all’interno dei limiti definiti all’inizio dell’esercizio nell’ambito delle politiche di gestione del rischio, Enel stipula contratti derivati avvalendosi degli strumenti offerti dal mercato. Enel è inoltre impegnata in una marginale 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 limitate esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petrolifere, gas, carbone, energia elettrica nei principali Paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e over the counter, cogliendo opportunità di profitto grazie a operazioni di arbitraggio e in base alle aspettative sull’evoluzione dei mercati. L’attività si svolge all’interno di una governance formalizzata che prevede l’assegnazione di stringenti limiti di rischio definiti a livello di Gruppo, il cui rispetto viene verificato giornalmente da una struttura organizzativa indipendente rispetto a chi esegue le operazioni. I limiti di rischio dell’attività di proprietary trading sono fissati in termini di Value at Risk su un periodo temporale di un giorno e un livello di confidenza del 95%; la somma dei limiti assegnati per il 2008 è inferiore a 14 milioni di euro. Le operazioni che soddisfano i requisiti imposti dai principi contabili per il trattamento “in hedge accounting” sono designate “di copertura”, mentre quelle che non soddisfano i requisiti richiesti dai principi sono classificate “di trading”.

Il fair value 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, prezzi delle commodity, volatilità) actualizzando i flussi di cassa attesi in base alla curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall’euro ai cambi di fine esercizio forniti dalla Banca Centrale Europea. Per i contratti relativi a commodity, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercati sia regolamentati sia non regolamentati.

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 tassi di interesse e cambio connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine, alla copertura del rischio di variazione dei prezzi del carbone e delle commodity petrolifere, alla copertura del rischio di cambio collegato con l’approvvigionamento di combustibili il cui prezzo è espresso in valuta estera (in prevalenza dollari statunitensi), nonché alla copertura dei ricavi derivanti dalla vendita di energia (“Contratti per differenza a due vie” e altri derivati su energia);
- derivati di fair value hedge, aventi per oggetto la copertura dell’esposizione alla variazione del fair value di un’attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;
- derivati di trading, relativi alla copertura del rischio tasso, cambio e commodity che non presentano i requisiti formali richiesti dallo IAS 39 per essere
Il valore nozionale di un derivato è l’importo contrattuale in base al quale sono scambiati i differenziali; tale importo può essere espresso sia in base a un valore sia in base a quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l’ammontare nozionale per il prezzo fissato). Gli ammontari espressi in valute diverse dall’euro sono convertiti in euro applicando il tasso di cambio in essere alla data di bilancio.

Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non sono una misura dell’esposizione creditizia della Società.

**Rischio tasso di interesse**

La gestione del rischio di tasso di interesse ha l’obiettivo di ottenere una struttura dell’indebitamento bilanciata, riducendo l’ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e minimizzando nel tempo il costo della provvista, limitando la volatilità dei risultati. A tale scopo vengono utilizzate varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap* e *interest rate option*, così come evidenziato nella seguente tabella:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Valore nozionale 2008</th>
<th>Valore nozionale 2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Interest rate swap</strong></td>
<td>13.999</td>
<td>12.515</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Interest rate option</strong></td>
<td>3.897</td>
<td>1.232</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>17.896</td>
<td>13.747</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Gli *interest rate swap* sono utilizzati allo scopo di ridurre l’ammontare del debito soggetto alle fluttuazioni dei tassi di interesse e per ridurre la variabilità del costo dell’indebitamento. Mediante un *interest rate swap*, Enel si accorda con una controparte per scambiare, a intervalli di tempo specificati, flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso (concordato tra le parti), entrambi calcolati su un capitale nozionale di riferimento.

Le *interest rate option* sono utilizzate con lo scopo di ridurre l’impatto dei possibili aumenti dei tassi di interesse sull’indebitamento a tasso variabile. Tali contratti vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso ottenibile mediante un *interest rate swap* è considerato troppo elevato rispetto alle aspettative di Enel sui tassi di interesse futuri. In aggiunta, l’utilizzo delle *interest rate option* è considerato appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi, allo scopo di beneficiare di eventuali diminuzioni dei tassi di interesse. In tali casi Enel normalmente utilizza *zero-cost collar* che non richiedono il pagamento di un premio.

Tutti questi contratti vengono posti in essere con nozionale e data di scadenza minori o uguali a quelli della passività finanziaria sottostante, cosicché ogni variazione nel *fair value e/o* nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nel *fair value e/o* nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

Pertanto, il *fair value* dei derivati finanziari generalmente riflette l’importo stimato che Enel dovrebbe pagare o ricevere per estinguere i contratti alla data di chiusura contabile. Nella tabella seguente vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2008 e del 31 dicembre 2007, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse.
Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati:

**FLUSSI DI CASSA ATTESI DA DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Fair value</th>
<th>Stratificazione dei flussi di cassa attesi</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Derivati CFH su tasso</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati attivi (fair value positivo)</td>
<td>13</td>
<td>(5)</td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati passivi (fair value negativo)</td>
<td>(486)</td>
<td>(104)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Derivati FVH su tasso</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati attivi (fair value positivo)</td>
<td>10</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati passivi (fair value negativo)</td>
<td>(23)</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Derivati di trading su tasso</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati attivi (fair value positivo)</td>
<td>9</td>
<td>17</td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati passivi (fair value negativo)</td>
<td>(97)</td>
<td>(22)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

L’ammontare dell’indebitamento a tasso variabile non coperto dal rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio per l’impatto che potrebbe verificarsi sul Conto economico conseguentemente a un aumento dei tassi di interesse di mercato.

Al 31 dicembre 2008 il 66% (67% al 31 dicembre 2007) dell’indebitamento finanziario netto è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse di tipo cash flow hedge, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l’esposizione al rischio tasso di interesse al 31 dicembre 2008 risulta pari al 45% (54% al 31 dicembre 2007). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l’esposizione residua dell’indebitamento finanziario netto al rischio tasso di interesse si attesterebbe al 42% (53% al 31 dicembre 2007).

Conseguentemente, un eventuale incremento dei tassi di interesse di mercato dello 0,01% (1 basis point) genererebbe un impatto negativo a Conto economico, in termini di maggiori interessi passivi sulla componente di debito non coperta dal rischio di tasso di interesse, pari a circa 2 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Viceversa, una eventuale diminuzione dei tassi di interesse di
mercato dello stesso importo determinerebbe un impatto positivo a Conto economico, in termini di minori interessi passivi sulla componente di debito non coperta dal rischio di tasso di interesse, per circa 2 milioni di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Con riferimento ai possibili impatti a patrimonio netto conseguenti a una variazione dei tassi di interesse di mercato, si può stimare che al 31 dicembre 2008, se i tassi di interesse di mercato fossero stati di un punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di circa 4 milioni di euro a causa dell’incremento del fair value dei derivati su tassi di interesse di CFH (e quindi della relativa riserva di patrimonio netto). Viceversa, se alla stessa data i tassi di interesse di mercato fossero stati di un punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 4 milioni di euro a seguito del decremento del fair value dei derivati su tassi di CFH.

**Rischio tasso di cambio**

Il rischio di tasso di cambio deriva principalmente dalle seguenti tipologie di operazioni:

- debito denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi, accesso 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 di partecipazioni.

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante dalle esposizioni menzionate, Enel utilizza contratti forward e opzioni allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute diverse dalle valute funzionali delle differenti entità del Gruppo. Enel utilizza inoltre contratti di cross currency interest rate swap, normalmente a lungo termine, allo scopo di stabilizzare i flussi di cassa collegati a prestiti obbligazionari con cedola in valuta. Gli importi in acquisto e in vendita di tali contratti sono indicati al valore nozionale. Le opzioni in valuta, negoziate in mercati non regolamentati, danno a Enel il diritto o l’obbligo di acquistare o vendere importi predeterminati di valuta a un tasso di cambio specifico e alla fine di un certo periodo di tempo, normalmente non superiore all’anno. Generalmente, anche la scadenza dei contratti forward non eccede i 12 mesi.

Il Gruppo, inoltre, mira al bilanciamento dei flussi di cassa in entrata e in uscita relativamente alle attività e passività denominate in valuta estera.

Al 31 dicembre 2008 risultano in essere contratti forward, opzioni e cross currency interest rate swap per un valore nozionale complessivo di 13.468 milioni di euro (13.531 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Valore nozionale</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>2008</strong></td>
<td><strong>2007</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Cross currency interest rate swap (CCIRS)</strong> a copertura indebitamento in valuta</td>
<td>7.364</td>
</tr>
<tr>
<td>Contratti forward a copertura del rischio cambio commodity</td>
<td>4.933</td>
</tr>
<tr>
<td>Contratti forward a copertura di flussi futuri</td>
<td>629</td>
</tr>
<tr>
<td>Opzioni a copertura del rischio cambio commodity</td>
<td>72</td>
</tr>
<tr>
<td>Contratti forward a copertura delle commercial paper</td>
<td>87</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri contratti forward</td>
<td>383</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>13.468</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>
In particolare si evidenziano:

> contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 7.364 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all’indebitamento contratto in valuta (7.731 milioni di euro al 31 dicembre 2007);
> contratti forward con un ammontare nozionale di 5.562 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 (5.129 milioni di euro al 31 dicembre 2007);
> opzioni con un ammontare nozionale di 72 milioni di euro utilizzate per coprire il rischio cambio connesso agli acquisti di combustibile (83 milioni di euro al 31 dicembre 2007);
> contratti forward con un ammontare nozionale di 87 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato ai rimborsi delle commercial paper emesse in valute diverse dall’euro (588 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Tali contratti vengono normalmente posti in essere con nozionale e data di scadenza uguali a quella dell’esposizione sottostante, o del flusso di cassa atteso, cosicché ogni variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti, derivante da un possibile apprezzamento o deprezzamento della valuta domestica verso le altre valute, è interamente bilanciata da una corrispondente variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi della posizione sottostante. 

Alla fine del 2008 sono inoltre in essere altri contratti forward con ammontare nozionale di 383 milioni di euro (erano 0 milioni di euro al 31 dicembre 2007) non direttamente connessi a singole esposizioni al rischio di cambio.

Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2008 e del 31 dicembre 2007, il nozionale e il fair value dei contratti derivati su tasso di cambio.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Nozionale</th>
<th>Fair value</th>
<th>Fair value asset</th>
<th>Fair value liability</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Derivati cash flow hedge:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- forward</td>
<td>2.110</td>
<td>88</td>
<td>178</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>- option</td>
<td>72</td>
<td>-</td>
<td>2</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>- CCIRS</td>
<td>6.800</td>
<td>7.127</td>
<td>(213)</td>
<td>(440)</td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati fair value hedge:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- CCIRS</td>
<td>564</td>
<td>603</td>
<td>(41)</td>
<td>(118)</td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati di trading:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- forward</td>
<td>3.922</td>
<td>5.629</td>
<td>74</td>
<td>(53)</td>
</tr>
<tr>
<td>- option</td>
<td>-</td>
<td>83</td>
<td>-</td>
<td>(4)</td>
</tr>
<tr>
<td>- CCIRS</td>
<td>-</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale forward</td>
<td>6.032</td>
<td>5.717</td>
<td>252</td>
<td>(53)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale option</td>
<td>72</td>
<td>83</td>
<td>2</td>
<td>(4)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale CCIRS</td>
<td>7.364</td>
<td>7.731</td>
<td>(254)</td>
<td>(558)</td>
</tr>
<tr>
<td>TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO</td>
<td>13.468</td>
<td>13.531</td>
<td>-</td>
<td>(615)</td>
</tr>
</tbody>
</table>
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

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Derivati CFH su cambio</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati attivi (fair value positivo)</td>
<td>1.002</td>
<td></td>
<td>209</td>
<td>64</td>
<td>36</td>
<td>35</td>
<td>27</td>
<td>456</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati passivi (fair value negativo)</td>
<td>(1.035)</td>
<td></td>
<td>(66)</td>
<td>(66)</td>
<td>(54)</td>
<td>(152)</td>
<td>(44)</td>
<td>(1.239)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Derivati FVH su cambio</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati attivi (fair value positivo)</td>
<td>9</td>
<td></td>
<td>1</td>
<td>3</td>
<td>2</td>
<td>2</td>
<td>2</td>
<td>(2)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati passivi (fair value negativo)</td>
<td>(50)</td>
<td></td>
<td>(40)</td>
<td>1</td>
<td>(2)</td>
<td>9</td>
<td>(2)</td>
<td>1</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Derivati di trading su cambio</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati attivi (fair value positivo)</td>
<td>135</td>
<td></td>
<td>128</td>
<td>4</td>
<td>2</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati passivi (fair value negativo)</td>
<td>(61)</td>
<td></td>
<td>(50)</td>
<td>(8)</td>
<td>(1)</td>
<td>(1)</td>
<td>(1)</td>
<td>-</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

In base all’analisi dell’indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 16% 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 3%, quota che si ritiene non possa avere impatti significativi sul Conto economico nell’ipotesi di variazione dei tassi di cambio di mercato.

Con riferimento ai possibili impatti a patrimonio netto conseguenti a una variazione dei tassi di cambio di mercato, si può stimare che al 31 dicembre 2008, assumendo una svalutazione del 10% dell’euro nei confronti delle altre valute, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di circa 891 milioni di euro (567 milioni di euro al 31 dicembre 2007) a causa dell’incremento del fair value dei derivati su cambi di CFH (e quindi della relativa riserva di patrimonio netto). Viceversa, assumendo una rivalutazione del 10% dell’euro nei confronti delle altre valute, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 732 milioni di euro (462 milioni di euro al 31 dicembre 2007) a seguito del decremento del fair value dei derivati su cambi di CFH.

### Rischio prezzo commodity

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.

L’esposizione al rischio legata alla variazione del prezzo delle commodity deriva sia dalle attività di acquisto di combustibili per le centrali e di compravendita di gas mediante contratti indicizzati, sia dalle attività di acquisto e vendita di energia a prezzo variabile (bilaterali indicizzati e vendite in Borsa).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati vengono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali sui fattori di rischio sottostanti.

In relazione all’energia venduta sulla Borsa dell’energia elettrica, Enel ricorre alla stipula di “Contratti per differenza (CFD) a due vie”, nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il Prezzo Unico Nazionale (PUN) superi il prezzo strike, e a favore di Enel nel caso contrario.

L’esposizione residua, derivante dalle vendite sulla Borsa non coperte da CFD a due vie, è valutata e gestita in funzione di una stima dei costi di generazione
in Italia. Le posizioni residue così determinate sono 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 2008 e al 31 dicembre 2007.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Nozionale</th>
<th>Fair value</th>
<th>Fair value asset</th>
<th>Fair value liability</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Derivati cash flow hedge:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- &quot;Contratti per differenza a due vie&quot;</td>
<td>165</td>
<td>668</td>
<td>(3)</td>
<td>(8)</td>
</tr>
<tr>
<td>- swap su commodity petrolifere</td>
<td>-</td>
<td>409</td>
<td>-</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>- derivati su carbone</td>
<td>1.076</td>
<td>391</td>
<td>(362)</td>
<td>22</td>
</tr>
<tr>
<td>- altri derivati su energia</td>
<td>558</td>
<td>229</td>
<td>2</td>
<td>(14)</td>
</tr>
<tr>
<td>- derivati su altre commodity</td>
<td>4</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Derivati di trading:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- &quot;Contratti per differenza a due vie&quot;</td>
<td>736</td>
<td>8</td>
<td>97</td>
<td>(2)</td>
</tr>
<tr>
<td>- swap su commodity petrolifere</td>
<td>3.048</td>
<td>1.648</td>
<td>(72)</td>
<td>71</td>
</tr>
<tr>
<td>- derivati su carbone</td>
<td>798</td>
<td>-</td>
<td>5</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>- futureoption su commodity</td>
<td>2.280</td>
<td>200</td>
<td>(64)</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>- swap su gas transmission fee</td>
<td>17</td>
<td>16</td>
<td>(4)</td>
<td>(5)</td>
</tr>
<tr>
<td>- altri derivati su energia</td>
<td>11.759</td>
<td>1.469</td>
<td>(10)</td>
<td>(11)</td>
</tr>
<tr>
<td>- derivati impliciti</td>
<td>815</td>
<td>971</td>
<td>(532)</td>
<td>(413)</td>
</tr>
<tr>
<td>- derivati su altre commodity</td>
<td>124</td>
<td>100</td>
<td>19</td>
<td>19</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale derivati su commodity</td>
<td>21.379</td>
<td>6.109</td>
<td>(924)</td>
<td>(332)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

I derivati classificati di cash flow hedge si riferiscono a posizioni fisiche sottostanti e, quindi, a ogni variazione negativa (positiva) dei flussi di cassa dello strumento derivato corrisponde una variazione positiva (negativa) del flusso di cassa 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 2008 (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.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Fair value &quot;Contratti per differenza a due vie&quot;</th>
<th>Fair value derivati su carbone di cash flow hedge</th>
<th>Fair value derivati su energia di cash flow hedge</th>
<th>Fair value derivati su altre commodity di cash flow hedge</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>di cash flow hedge</td>
<td>di cash flow hedge</td>
<td>di cash flow hedge</td>
<td>di cash flow hedge</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Milioni di euro</td>
<td>Milioni di euro</td>
<td>Milioni di euro</td>
<td>Milioni di euro</td>
</tr>
<tr>
<td>-10% Scenario +10%</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Fair value di cash flow hedge</td>
<td>9</td>
<td>(3)</td>
<td>(15)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Fair value derivati su carbone di cash flow hedge</td>
<td>(431)</td>
<td>(362)</td>
<td>(293)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Fair value derivati su energia di cash flow hedge</td>
<td>(7)</td>
<td>2</td>
<td>16</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Fair value derivati su altre commodity di cash flow hedge</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>1</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Nella seguente tabella sono evidenziati il fair value dei derivati di trading e il conseguente impatto sul Conto economico al 31 dicembre 2008 (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 (interest rate swap a 10 anni nel caso di un contratto derivato sul gas il cui fair value dipende da tale indice) sottostanti il modello di valutazione, considerati nello scenario alla stessa data.
I derivati impliciti sono relativi a contratti di acquisto e vendita di energia stipulati da Slovenské elektrárné in Slovacchia. Il valore di mercato complessivo al 31 dicembre 2008 risulta negativo per 532 milioni di euro, di cui 315 milioni di euro relativi a un derivato implicito sul tasso di cambio corona slovacca/dollaro statunitense e 217 milioni di euro relativi a un derivato implicito sul prezzo del gas.

Nella tabella successiva è indicato il fair value al 31 dicembre 2008, nonché il suo ammontare atteso conseguente a un incremento e a un decremento del 10% dei fattori di rischio sottostanti.

Nella tabella seguente sono evidenziati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi a tutti i predetti strumenti finanziari derivati su commodity.

**Rischio di credito**

Enel gestisce questo tipo di rischio scegliendo esclusivamente controparti considerate solvibili dal mercato e quindi con elevato standing creditizio, e non presenta concentrazioni del rischio di credito.

Il rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati viene considerato di entità marginale in quanto la gestione delle predette operazioni avviene esclusivamente utilizzando primari istituti di credito nazionali e internazionali e frazionando la relativa operatività tra i diversi istituti. Per tali istituti il Gruppo monitora costantemente il livello di rating, che non deve essere inferiore a determinati livelli definiti nelle relative policy, analizzando attentamente per ogni nuova controparte il rischio associato.

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. Enel ritiene non materiale l’impatto economico sugli esercizi successivi dell’eventuale insolvenza delle controparti degli strumenti finanziari derivati in essere alla data di bilancio, sulla base dell’elevato merito creditizio di queste, della natura dello strumento (che prevede lo scambio dei soli flussi differenziali) e della diversificazione del rischio ottenuta mediante il frazionamento delle posizioni fra le diverse controparti.

Rischio di liquidità
La gestione del rischio di liquidità è centralizzata (con l’eccezione di Endesa SA e le sue controllate) presso la Tesoreria di Gruppo in Enel SpA, che assicura un’adeguate copertura dei fabbisogni finanziari (attraverso la sottoscrizione di idonee linee di credito e la stipula di programmi per l’emissione di obbligazioni e di commercial paper) e un’opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità. Anche Endesa mantiene una politica di liquidità che consiste nell’accensione di linee di credito committed per importi sufficienti a supportare i fabbisogni previsti su un orizzonte temporale che è in funzione dell’analisi della situazione e delle attese del mercato dei capitali.

Al 31 dicembre 2008 il Gruppo Enel aveva a disposizione linee di credito committed per 37,0 miliardi di euro, utilizzate per 25,4 miliardi di euro: tale importo comprende anche l’utilizzo della linea di credito di originari 35 miliardi di euro stipulata allo scopo di finanziare l’Offerta Pubblica di Acquisto su Endesa, successivamente ridotta a 18,7 miliardi di euro e interamente utilizzata al 31 dicembre 2008. Alla stessa data Enel disponeva di linee di credito uncommitted per 1,7 miliardi di euro, utilizzate per 0,8 miliardi di euro.

Inoltre, tramite la società Enel Finance International, è in essere un programma di emissione di commercial paper per un importo massimo di 4 miliardi di euro, di cui disponibili alla data del 31 dicembre 2008 circa 1,6 miliardi di euro.

In aggiunta, Endesa Internacional Bv (oggi Endesa Latinoamérica) ha in essere un programma di emissione di commercial paper per un importo massimo di 2 miliardi di euro, di cui disponibili alla data del 31 dicembre 2008 circa 0,8 miliardi di euro. Infine, Endesa Capital SA ha un programma di commercial paper domestico (“pagarès”) per un importo massimo di 2 miliardi di euro, di cui disponibili alla data del 31 dicembre 2008 circa 1,1 miliardi di euro.
4. Principali variazioni area di consolidamento

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

2007

> acquisizione, in data 2 febbraio 2007, dell’intero capitale della società panamense Enel Panama Holding (già Enel Fortuna), che ha consentito a Enel di disporre del pieno controllo di Fortuna e di consolidarla con il metodo integrale;
> acquisizione di una partecipazione del 40% di Artic Russia, controllante direta di SeverEnergia, e successiva acquisizione da parte di quest’ultima, in data 4 aprile 2007, di un gruppo di asset nel settore del gas; trattandosi di controllo congiunto, Artic Russia e SeverEnergia sono consolidate con il metodo proporzionale;
> acquisizione, in data 2 luglio 2007, del 90% di Nuove Energie, società operante nella realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del gas naturale liquefatto;
> acquisizione, in data 1° ottobre 2007, del 100% di tre società (International Wind Power, Wind Parks of Thrace e International Wind Parks of Thrace) operanti nella generazione da fonte eolica in Grecia;
> acquisizione, in data 5 ottobre 2007, a seguito dell’esito positivo dell’Offerta Pubblica di Acquisto (OPA) effettuata, del 42,08% del capitale di Endesa; a partire da tale data, tenuto conto delle quote di capitale già detenute (24,97%), Endesa viene consolidata con il metodo proporzionale trattandosi di controllo congiunto;
> acquisizione, in data 24 ottobre 2007, del 100% di Blue Line, una società rumena che possiede i diritti per lo sviluppo di progetti eolici nella regione di Dobrogea;
> acquisizione, in data 6 dicembre 2007, del 100% di Inelec, società attiva nella generazione da fonte idroelettrica in Messico.

2008

> acquisizione, in data 5 marzo 2008, dell’85% di Enel Productie (già Global Power Investment), società rumena operativa nella generazione di energia elettrica;
> acquisizione, in data 19 maggio 2008, del 100% del capitale delle società International Wind Parks of Crete e Hydro Constructional, operanti in Grecia nella generazione di energia da fonti rinnovabili;
> conclusione, in data 28 maggio 2008, del processo organizzativo di governance della società OGK-5 che ha determinato, a partire da tale data, l’assunzione da parte di Enel del suo pieno controllo. Enel, attraverso la controllata Enel Investment Holding, aveva acquisito in più tranché il 59,80% del capitale sociale
della società russa (di cui il 22,65% attraverso l’OPA conclusasi in data 6 marzo 2008), per poi cedere a terzi in data 25 giugno 2008 una quota di minoranza pari al 4,1%. A partire dal 28 maggio 2008 la società è consolidata con il metodo integrale;

> cessione, in data 26 giugno 2008, del perimetro di attività individuato dagli accordi siglati tra Enel e Acciona in data 26 marzo 2007 e tra Enel, Acciona ed E.On il 2 aprile 2007 e il 18 marzo 2008, costituito da:
  - le attività e le passività detenute direttamente o indirettamente da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, nonché talune ulteriori attività in Spagna (di seguito “Endesa Europa”);
  - le attività e le passività inerenti alle partecipazioni detenute da Enel in Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribución, e alle partecipazioni detenute dalle stesse;

> acquisizione, in data 30 giugno 2008, dell’80% di Marcinelle Energie, che sta realizzando una centrale a gas con tecnologia a ciclo combinato in Belgio; la società è consolidata tenendo conto della put option sul 20% concessa a Duferco in sede di definizione dell’acquisizione;

> cessione, in data 25 luglio 2008, del 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel (HDE), società costituita da Enel Produzione in data 12 maggio 2008 per lo sviluppo congiunto con soci terzi del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento. Tenuto conto dell’assetto di governance previsto dall’accordo, Enel esercita un’influenza dominante su HDE fino all’approvazione del bilancio relativo all’esercizio 2010 e quindi, fino a tale momento, la società è consolidata con il metodo integrale.

Ai fini della rappresentazione contabile delle pattuizioni contenute nell’accordo del 26 marzo 2007 tra Enel e Acciona e a seguito del raggiungimento del controllo congiunto di Endesa, nello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2007 erano classificati come “Attività destinate alla vendita” e “Passività destinate alla vendita” le attività e le passività oggetto del trasferimento a E.On e riferibili alle energie rinnovabili detenute da Endesa e destinate a essere trasferite ad Acciona. A seguito del perfezionamento della cessione a E.On, nello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2008 tali voci includono le attività e le passività inerenti alle energie rinnovabili nonché, a seguito degli accordi sottoscritti con Terna per il trasferimento del ramo di azienda inerente alle linee di distribuzione di energia elettrica ad alta tensione e dello stato attuale della procedura di dismissione delle attività relative alla rete di distribuzione del gas, le attività e le passività oggetto di tali operazioni.

Nel Conto economico consolidato sono stati rappresentati come discontinued operations i risultati economici, al netto del relativo effetto fiscale, riconducibili alle attività e alle passività di Endesa Europa sino alla data della loro cessione a E.On, in quanto tali attività e passività erano state acquistate al solo fine della loro rivendita, e i risultati economici inerenti alla rete di distribuzione del gas, essenzialmente riconducibili alla società Enel Rete Gas, in quanto rappresentativi di un importante ramo di attività sul territorio nazionale.
**Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative a Endesa**

A far data dal 5 ottobre 2007, a seguito dell’acquisizione tramite OPA del 42,08% del capitale sociale di Endesa, la stessa è stata consolidata con il metodo proporzionale, tenuto conto anche delle quote di capitale già possedute anteriormente a tale data (24,97%). Conformemente a quanto disciplinato dall’IFRS 3, la determinazione dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte in essere alla data dell’acquisizione era stata effettuata su base provvisoria, poiché alla data di redazione del bilancio al 31 dicembre 2007, approvato in data 12 marzo 2008, non erano stati ancora finalizzati alcuni processi valutativi. Il *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte è stato determinato in via definitiva entro i termini previsti dall’IFRS 3, e l’eccedenza del prezzo di acquisizione rispetto al *fair value* delle attività nette acquisite, quantificato in 17.288 milioni di euro, è stata rilevata come avviamento.

Nella seguente tabella è esposta la determinazione definitiva dell’avviamento relativo all’acquisizione di Endesa:

**DETERMINAZIONE AVVIAMENTO**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Attività nette acquisite prima dall’allocazione <em>(1)</em></td>
<td>5.157</td>
</tr>
<tr>
<td>Rettifiche per valutazione al <em>fair value</em>:</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- attività materiali</td>
<td>5.147</td>
</tr>
<tr>
<td>- attività immateriali</td>
<td>8.753</td>
</tr>
<tr>
<td>- altre attività</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>- passività per imposte differite nette</td>
<td>(4.071)</td>
</tr>
<tr>
<td>- attività nette destinate alla vendita</td>
<td>5.264</td>
</tr>
<tr>
<td>- minoritari</td>
<td>(2.965)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Attività nette acquisite dopo l’allocazione</strong></td>
<td>17.288</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Valore dell’operazione <em>(2)</em></strong></td>
<td>29.648</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Avviamento</strong></td>
<td>12.360</td>
</tr>
</tbody>
</table>

*(1)* Attività nette proporzionalizzate alla quota di interessenza Enel al 67,05%.

*(2)* Inclusi oneri accessori.

Si segnala che il valore dell’avviamento pari a 12.360 milioni di euro, conformemente all’IFRS 3, riflette il maggior valore del costo di acquisto rispetto al *fair value* delle attività nette acquisite, ed è riferibile ai benefici economici futuri derivanti da attività che non possono essere identificate separatamente ai sensi del suddetto principio contabile.

Nella tabella a pagina successiva sono esposti i *fair value* provvisori e definitivi delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte, alla data di acquisizione del 5 ottobre 2007.
### SITUAZIONE CONTABILE ENDESA ALLA DATA DI ACQUISIZIONE

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Valori contabili ante 1° ottobre 2007</th>
<th>Rettifiche per valutazione al fair value</th>
<th>Valori rilevati al 1° ottobre 2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Attività materiali</td>
<td>19.983</td>
<td>5.147</td>
<td>25.130</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività immateriali</td>
<td>335</td>
<td>8.753</td>
<td>9.088</td>
</tr>
<tr>
<td>Rimanenze e crediti commerciali</td>
<td>2.780</td>
<td>-</td>
<td>2.780</td>
</tr>
<tr>
<td>Cassa e disponibilità liquide equivalenti</td>
<td>544</td>
<td>-</td>
<td>544</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività destinate alla vendita</td>
<td>5.021</td>
<td>5.486</td>
<td>10.507</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre attività correnti e non</td>
<td>6.291</td>
<td>3</td>
<td>6.294</td>
</tr>
<tr>
<td>Finanziamenti a lungo e a breve termine</td>
<td>14.125</td>
<td>-</td>
<td>14.125</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti commerciali</td>
<td>2.096</td>
<td>-</td>
<td>2.096</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre passività correnti e non</td>
<td>5.106</td>
<td>4.071</td>
<td>9.177</td>
</tr>
<tr>
<td>Fondi diversi</td>
<td>2.859</td>
<td>-</td>
<td>2.859</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività destinate alla vendita</td>
<td>2.160</td>
<td>222</td>
<td>2.382</td>
</tr>
<tr>
<td>Patrimonio netto di terzi</td>
<td>3.451</td>
<td>2.965</td>
<td>6.416</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Attività nette acquisite</strong></td>
<td><strong>5.157</strong></td>
<td><strong>12.131</strong></td>
<td><strong>17.288</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, rispetto alla determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte sono riconducibili ai seguenti fenomeni:

> adeguamento del valore di alcune attività materiali e immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo *fair value*;
> identificazione e valutazione al *fair value* di talune attività immateriali, non espresse nel bilancio di Endesa;
> adeguamento al *fair value*, al netto dei costi di vendita, del valore di alcune attività materiali e immateriali incluse nelle attività destinate alla vendita;
> identificazione di talune attività immateriali nelle attività destinate alla vendita, non espresse nel bilancio di Endesa, con relativa valutazione al *fair value*, al netto dei costi di vendita;
> determinazione, ove applicabile, degli effetti fiscali sulle rettifiche sopra descritte;
> allocazione, ove applicabile, delle suddette rettifiche al patrimonio netto di terzi.

Per effetto della suddetta determinazione in via definitiva del *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data di acquisizione, i dati del Bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2007 sono stati rideterminati, con un conseguente decremento del patrimonio netto consolidato di Gruppo pari a 78 milioni di euro, principalmente riconducibile a una riduzione dell’utili netto consolidato di competenza del Gruppo per 61 milioni di euro, conseguente ai diversi ammortamenti effettuati sulle attività materiali e immateriali per le quali è stato modificato, ovvero identificato, il *fair value* e alle differenze di conversione valutaria calcolate sui nuovi valori delle attività acquisite e delle passività assunte rispetto ai valori provvisori.

Nelle tabelle seguenti si evidenziano lo Stato patrimoniale e il Conto economico consolidati al 31 dicembre 2007 che sarebbero stati presentati qualora la determinazione dei *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte fosse stata completata entro la data di approvazione del Bilancio consolidato 2007 e con effetto dalla data di acquisizione.
## STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

|----------------|---------------|------------|-----------------------------------|
### Attività non correnti
- **Attività materiali** 55.471 5.048 60.519
- **Attività immateriali** 28.177 (3.434) 24.743
- **Altre attività finanziarie e operative non correnti** 9.691 3 9.694
  
  **Totale** 93.339 1.617 94.956

### Attività correnti
- **Rimanenze e crediti commerciali** 13.302 - 13.302
- **Disponibilità liquide e mezzi equivalenti** 1.234 - 1.234
- **Altre attività finanziarie e operative correnti** 7.640 - 7.640
  
  **Totale** 22.176 - 22.176

### Attività destinate alla vendita
- **8.233 5.486 13.719**

**TOTALE ATTIVITÀ** 123.748 7.103 130.851

|----------------|---------------|------------|-----------------------------------|
### Patrimonio netto del Gruppo
- **19.631 (78) 19.553**

### Patrimonio netto di terzi
- **4.158 2.922 7.080**

**TOTALE PATRIMONIO NETTO** 23.789 2.844 26.633

### Passività non correnti
- **Finanziamenti a lungo termine** 52.155 - 52.155
- **TFR e altri benefici ai dipendenti** 2.920 - 2.920
- **Fondi rischi e oneri** 6.462 - 6.462
- **Altre passività finanziarie e operative non correnti** 9.308 4.017 13.325
  
  **Totale** 70.845 4.017 74.862

### Passività correnti
- **Finanziamenti a breve termine e quote a breve dei finanziamenti a lungo** 8.014 - 8.014
- **Debiti commerciali** 9.622 - 9.622
- **Altre passività finanziarie e operative correnti** 7.361 20 7.381
  
  **Totale** 24.997 20 25.017

### Passività destinate alla vendita
- **4.117 222 4.339**

**TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ** 123.748 7.103 130.851
### CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>43.673</td>
<td>-</td>
<td>43.673</td>
</tr>
<tr>
<td>Costi</td>
<td>33.614</td>
<td>-</td>
<td>33.614</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity</td>
<td>(36)</td>
<td>-</td>
<td>(36)</td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamenti e perdite di valore</td>
<td>3.033</td>
<td>118</td>
<td>3.151</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>6.990</td>
<td>(118)</td>
<td>6.872</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi/(Oneri) finanziari netti</td>
<td>(914)</td>
<td>-</td>
<td>(914)</td>
</tr>
<tr>
<td>Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</td>
<td>12</td>
<td>-</td>
<td>12</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato prima delle imposte</td>
<td>6.088</td>
<td>(118)</td>
<td>5.970</td>
</tr>
<tr>
<td>Imposte</td>
<td>2.002</td>
<td>(36)</td>
<td>1.966</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato delle continuing operations</td>
<td>4.086</td>
<td>(82)</td>
<td>4.004</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato delle discontinued operations</td>
<td>127</td>
<td>-</td>
<td>127</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto del Gruppo e di terzi</td>
<td>4.213</td>
<td>(82)</td>
<td>4.131</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto di terzi</td>
<td>236</td>
<td>(21)</td>
<td>215</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto del Gruppo</td>
<td>3.977</td>
<td>(61)</td>
<td>3.916</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative ad altre aggregazioni aziendali minori

**DETERMINAZIONE AVVIAMENTO INTERNATIONAL WIND POWER, WIND PARKS OF THRACE E INTERNATIONAL WIND PARKS OF THRACE**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Attività nette acquisite prima dell’allocazione</td>
</tr>
<tr>
<td>Rettifiche per valutazione al <em>fair value</em>:</td>
</tr>
<tr>
<td>- attività materiali</td>
</tr>
<tr>
<td>- attività immateriali</td>
</tr>
<tr>
<td>- passività per imposte differite nette</td>
</tr>
<tr>
<td>- risconti per contributi c/Impianti</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività nette acquisite dopo l’allocazione</td>
</tr>
<tr>
<td>Valore dell’operazione</td>
</tr>
<tr>
<td>Avviamento</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Badwill</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Inclusi oneri accessori.

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO INELEC

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Valori contabili ante 1° ottobre 2007</th>
<th>Rettifiche per valutazione al fair value</th>
<th>Valori rilevati al 1° ottobre 2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Attività materiali</td>
<td>90</td>
<td>(7)</td>
<td>83</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività immateriali</td>
<td>-</td>
<td>36</td>
<td>36</td>
</tr>
<tr>
<td>Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti</td>
<td>2</td>
<td>-</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Cassa e disponibilità liquide equivalenti</td>
<td>11</td>
<td>-</td>
<td>11</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre attività correnti e non</td>
<td>5</td>
<td>-</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale attività</strong></td>
<td><strong>108</strong></td>
<td><strong>29</strong></td>
<td><strong>137</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Patrimonio netto</td>
<td>51</td>
<td>24</td>
<td>75</td>
</tr>
<tr>
<td>Finanziamenti a lungo e a breve termine</td>
<td>20</td>
<td>-</td>
<td>20</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre passività correnti e non</td>
<td>36</td>
<td>5</td>
<td>41</td>
</tr>
<tr>
<td>Fondi diversi</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale patrimonio netto e passività</strong></td>
<td><strong>108</strong></td>
<td><strong>29</strong></td>
<td><strong>137</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Avviamento 85

(1) Inclusi oneri accessori.

SITUAZIONE CONTABILE INELEC ALLA DATA DI ACQUISIZIONE

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Valori contabili ante 6 dicembre 2007</th>
<th>Rettifiche per valutazione al fair value</th>
<th>Valori rilevati al 6 dicembre 2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Attività materiali</td>
<td>33</td>
<td>21</td>
<td>54</td>
</tr>
<tr>
<td>Rimanenze e crediti commerciali</td>
<td>3</td>
<td>-</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Cassa e disponibilità liquide equivalenti</td>
<td>6</td>
<td>-</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre attività correnti e non</td>
<td>5</td>
<td>-</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale attività</strong></td>
<td><strong>47</strong></td>
<td><strong>21</strong></td>
<td><strong>68</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Patrimonio netto</td>
<td>19</td>
<td>15</td>
<td>34</td>
</tr>
<tr>
<td>Finanziamenti a lungo e a breve termine</td>
<td>26</td>
<td>-</td>
<td>26</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti commerciali</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre passività correnti e non</td>
<td>1</td>
<td>6</td>
<td>7</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale patrimonio netto e passività</strong></td>
<td><strong>47</strong></td>
<td><strong>21</strong></td>
<td><strong>68</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Aggregazioni aziendali effettuate nel corso del 2008**

In merito alle altre acquisizioni avvenute nel corso dell’esercizio 2008, si segnala che la rilevazione delle differenze tra il costo delle partecipazioni e le attività acquisite al netto delle passività assunte è stata effettuata in via provvisoria nella voce "Avviamento" in attesa di completare il processo di allocazione del prezzo. Con riferimento all’acquisizione di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) e OGK-5, nelle tabelle successive è esposta la determinazione di tale differenza.

**ACQUISEZIONE DI ELECTRICA MUNTEANIA SUD (OGGI ENEL DISTRIBUTIE MUNTEANIA ED ENEL ENERGIE MUNTEANIA)**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Attività materiali</td>
<td>374</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività immateriali</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti commerciali e rimanenze</td>
<td>75</td>
</tr>
<tr>
<td>Cassa e disponibilità liquide equivalenti</td>
<td>493</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre attività correnti e non</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale attività</strong></td>
<td><strong>948</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti commerciali</td>
<td>59</td>
</tr>
<tr>
<td>Indebitamento a lungo e breve termine</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>Fondi diversi e minoritari</td>
<td>102</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre passività correnti e non</td>
<td>205</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale passività</strong></td>
<td><strong>371</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale attività nette acquisite</strong></td>
<td><strong>577</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Avviamento</td>
<td>684</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Valore dell’operazione</strong> (1)</td>
<td><strong>1.261</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>EFFETTO CASSA</strong></td>
<td><strong>827</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Inclusi oneri accessori.

La contribuzione di OGK-5, quale società neo-acquisita, al risultato operativo del Gruppo dell’esercizio 2008 è pari a 41 milioni di euro.


**ALTRE ACQUISIZIONI**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Attività materiali</td>
<td>34</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività immateriali</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Cassa e disponibilità liquide equivalenti</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre attività correnti e non</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale attività</td>
<td>43</td>
</tr>
<tr>
<td>Indebitamento finanziario</td>
<td>8</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti commerciali</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività finanziarie e Altre passività correnti e non</td>
<td>11</td>
</tr>
<tr>
<td>Fondi diversi e minoritari</td>
<td>(189)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale passività</td>
<td>(168)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale attività nette acquisite</td>
<td>211</td>
</tr>
<tr>
<td>Avviamento</td>
<td>192</td>
</tr>
<tr>
<td>Valore delle operazioni (1)</td>
<td>403</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**EFFETTO CASSA AL 31 DICEMBRE 2008**

|  |
|----------------|---|
|  | 344 |

(1) Inclusi oneri accessori.
5. Dati economici e patrimoniali per area di attività


Ciascuna di queste Divisioni, unitamente alle aree “Capogruppo” e “Servizi e Altre attività”, è stata presa a riferimento dal management per valutare le performance del Gruppo nei due periodi in esame.

Ai fini della comparabilità delle informazioni, i valori relativi all’esercizio 2007 sono stati riattribuiti alle Divisioni di riferimento così come definite dal nuovo assetto organizzativo di settembre 2008. Pertanto, rispetto a quanto presentato al 31 dicembre 2007 i dati della Divisione Ingegneria e Innovazione sono derivati dalla Divisione Generazione ed Energy Management, i dati relativi alla Divisione Iberia e America Latina sono stati riattribuiti dalla Divisione Internazionale, mentre i valori relativi alla Divisione Energie Rinnovabili sono stati derivati:
> dalla Divisione Generazione ed Energy Management per gli impianti idroelettrici non programmabili, gli impianti geotermici, eolici e solari;
> dalla Divisione Iberia e America Latina per i dati relativi alle società Enel Latin America, Inelec, Americas Generation Corporation ed Enel Unión Fenosa Renovables;
> dalla Divisione Mercato per la società Enel.si.
## Risultati per area di attività del 2008 e del 2007

### RISULTATI 2008 (1)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Mercato</th>
<th>GEM</th>
<th>Ing. e Inn.</th>
<th>Infr. e Reti</th>
<th>Iberia e America Latina</th>
<th>Intern. le</th>
<th>Energie Rinnov.</th>
<th>Capogr.</th>
<th>Servizi e Altre attività</th>
<th>Elisioni e rettifiche</th>
<th>Totale</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi verso terzi</td>
<td>22.447</td>
<td>14.253</td>
<td>167</td>
<td>1.843</td>
<td>15.788</td>
<td>4.487</td>
<td>1.675</td>
<td>405</td>
<td>159</td>
<td>(40)</td>
<td><strong>61.184</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi intersettoriali</td>
<td>162</td>
<td>7.890</td>
<td>838</td>
<td>4.694</td>
<td>17</td>
<td>221</td>
<td>177</td>
<td>322</td>
<td>1.010</td>
<td>(15.331)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale ricavi</strong></td>
<td><strong>22.609</strong></td>
<td><strong>22.143</strong></td>
<td><strong>1.005</strong></td>
<td><strong>6.537</strong></td>
<td><strong>15.805</strong></td>
<td><strong>4.708</strong></td>
<td><strong>1.852</strong></td>
<td><strong>727</strong></td>
<td><strong>1.169</strong></td>
<td><strong>(15.371)</strong></td>
<td><strong>61.184</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity</td>
<td>580</td>
<td>(368)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(64)</td>
<td>(114)</td>
<td>(44)</td>
<td>(10)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td><strong>(20)</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Margine operativo lordo</strong></td>
<td><strong>554</strong></td>
<td><strong>3.113</strong></td>
<td><strong>14</strong></td>
<td><strong>3.719</strong></td>
<td><strong>4.647</strong></td>
<td><strong>1.044</strong></td>
<td><strong>1.188</strong></td>
<td>(71)</td>
<td><strong>(116)</strong></td>
<td><strong>(6)</strong></td>
<td><strong>14.318</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamenti e perdite di valore</td>
<td>439</td>
<td>854</td>
<td>3</td>
<td>875</td>
<td>1.799</td>
<td>488</td>
<td>207</td>
<td>23</td>
<td>89</td>
<td>-</td>
<td><strong>4.777</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato operativo</strong></td>
<td><strong>115</strong></td>
<td><strong>2.259</strong></td>
<td><strong>11</strong></td>
<td><strong>2.844</strong></td>
<td><strong>2.848</strong></td>
<td><strong>556</strong></td>
<td><strong>981</strong></td>
<td>(94)</td>
<td><strong>27</strong></td>
<td><strong>(6)</strong></td>
<td><strong>9.541</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi/(oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-(3.162)</td>
</tr>
<tr>
<td>Imposte</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td><strong>585</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato delle continuing operations</strong></td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td><strong>5.794</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato delle discontinued operations</strong></td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td><strong>240</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)</strong></td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td><strong>6.034</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>** Attività operative**</td>
<td><strong>8.105</strong></td>
<td><strong>15.357</strong></td>
<td><strong>217</strong></td>
<td><strong>19.773</strong></td>
<td><strong>(2)</strong></td>
<td><strong>53.201</strong></td>
<td><strong>(4)</strong></td>
<td><strong>12.562</strong></td>
<td><strong>5.593</strong></td>
<td><strong>1.233</strong></td>
<td><strong>1.883</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Passività operative</strong></td>
<td><strong>6.127</strong></td>
<td><strong>4.468</strong></td>
<td><strong>474</strong></td>
<td><strong>6.023</strong></td>
<td><strong>(3)</strong></td>
<td><strong>9.255</strong></td>
<td><strong>(5)</strong></td>
<td><strong>5.098</strong></td>
<td><strong>691</strong></td>
<td><strong>1.351</strong></td>
<td><strong>1.658</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Investimenti</strong></td>
<td><strong>72</strong></td>
<td><strong>887</strong></td>
<td>-</td>
<td><strong>1.407</strong></td>
<td><strong>2.382</strong></td>
<td><strong>681</strong></td>
<td><strong>951</strong></td>
<td><strong>13</strong></td>
<td><strong>109</strong></td>
<td>-</td>
<td><strong>6.502</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(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 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita”.

(3) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita”.

(4) Di cui 2.368 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita”.

(5) Di cui 36 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita”.
### RISULTATI 2007 (1)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Mercato</th>
<th>GEM</th>
<th>Ing. e Inn.</th>
<th>Infr. e Reti</th>
<th>Iberia e America Latina</th>
<th>Intern.le</th>
<th>Energie Rinnov.</th>
<th>Capogr.</th>
<th>Servizi e Altre attività</th>
<th>Elisioni e rettifiche</th>
<th>Totale</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi verso terzi</td>
<td>22.096</td>
<td>11.781</td>
<td>-</td>
<td>541</td>
<td>4.510</td>
<td>2.725</td>
<td>1.271</td>
<td>612</td>
<td>190</td>
<td>(38)</td>
<td>43.688</td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi intersettoriali</td>
<td>83</td>
<td>5.281</td>
<td>930</td>
<td>4.916</td>
<td>7</td>
<td>69</td>
<td>265</td>
<td>338</td>
<td>957</td>
<td>(12.846)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale ricavi</td>
<td>22.179</td>
<td>17.062</td>
<td>930</td>
<td>5.457</td>
<td>4.517</td>
<td>2.794</td>
<td>1.536</td>
<td>950</td>
<td>1.147</td>
<td>(12.884)</td>
<td>43.688</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity

| | 44 | (189) | - | - | 22 | 106 | (18) | (1) | - | - | (36) |
| Margine operativo lordo | 318 | 2.743 | 11 | 3.543 | 1.420 | 766 | 989 | (59) | 130 | (21) | 9.840 |

Ammortamenti e perdite di valore

| | 214 | 825 | 3 | 801 | 536 | 412 | 171 | 16 | 81 | - | 3.059 |

Risultato operativo

| | 104 | 1.918 | 8 | 2.742 | 884 | 354 | 818 | (75) | 49 | (21) | 6.781 |

Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

| | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (873) |

Imposte

| | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.956 |

Risultato delle continuing operations

| | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3.952 |

Risultato delle discontinued operations

| | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 179 |

Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)

| | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4.131 |

Attività operative

| | 7.530 | 15.606 | 118 | 18.223 | 64.789 | 7.524 | 4.628 | 1.228 | 1.610 | (3.907) | 117.349 |
| Investimenti | 59 | 900 | - | 1.587 | 1.255 | 332 | 663 | 19 | 114 | - | 4.929 |

(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 12.579 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita”.

(3) Di cui 2.147 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita”.
La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Totale attività</strong></td>
<td>133,207</td>
<td>130,851</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide</td>
<td>13,251</td>
<td>8,234</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività di natura fiscale</td>
<td>7,746</td>
<td>5,268</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Attività di settore</strong></td>
<td>112,210</td>
<td>117,349</td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui:</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Mercato</td>
<td>8,105</td>
<td>7,530</td>
</tr>
<tr>
<td>Generazione ed Energy Management</td>
<td>15,357</td>
<td>15,606</td>
</tr>
<tr>
<td>Ingegneria e Innovazione</td>
<td>217</td>
<td>118</td>
</tr>
<tr>
<td>Infrastrutture e Reti (1)</td>
<td>19,773</td>
<td>18,223</td>
</tr>
<tr>
<td>Iberia e America Latina (2)</td>
<td>53,201</td>
<td>64,789</td>
</tr>
<tr>
<td>Internazionale</td>
<td>12,562</td>
<td>7,524</td>
</tr>
<tr>
<td>Energie Rinnovabili</td>
<td>5,593</td>
<td>4,628</td>
</tr>
<tr>
<td>Capogruppo</td>
<td>1,233</td>
<td>1,228</td>
</tr>
<tr>
<td>Servizi e Altre attività</td>
<td>1,883</td>
<td>1,610</td>
</tr>
<tr>
<td>Elisioni e rettifiche</td>
<td>(5,714)</td>
<td>(3,907)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale passività</strong></td>
<td>106,912</td>
<td>104,218</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività di natura finanziaria e finanziamenti</td>
<td>66,079</td>
<td>65,299</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività di natura fiscale</td>
<td>10,838</td>
<td>10,223</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Passività di settore</strong></td>
<td>29,995</td>
<td>28,696</td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui:</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Mercato</td>
<td>6,127</td>
<td>5,217</td>
</tr>
<tr>
<td>Generazione ed Energy Management</td>
<td>4,468</td>
<td>4,693</td>
</tr>
<tr>
<td>Ingegneria e Innovazione</td>
<td>474</td>
<td>312</td>
</tr>
<tr>
<td>Infrastrutture e Reti (3)</td>
<td>6,023</td>
<td>5,123</td>
</tr>
<tr>
<td>Iberia e America Latina (4)</td>
<td>9,255</td>
<td>9,824</td>
</tr>
<tr>
<td>Internazionale</td>
<td>5,098</td>
<td>3,627</td>
</tr>
<tr>
<td>Energie Rinnovabili</td>
<td>691</td>
<td>363</td>
</tr>
<tr>
<td>Capogruppo</td>
<td>1,351</td>
<td>1,225</td>
</tr>
<tr>
<td>Servizi e Altre attività</td>
<td>1,658</td>
<td>1,376</td>
</tr>
<tr>
<td>Elisioni e rettifiche</td>
<td>(5,150)</td>
<td>(3,064)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (0 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
(2) Di cui 2.368 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (12.579 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
(3) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (0 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
(4) Di cui 36 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come “destinato alla vendita” (2.147 milioni di euro al 31 dicembre 2007).
Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

6.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 59.577 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati</td>
<td>53.535</td>
<td>39.165</td>
<td>14.370</td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali</td>
<td>3.307</td>
<td>2.097</td>
<td>1.210</td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi da vendita di combustibili</td>
<td>442</td>
<td>235</td>
<td>207</td>
</tr>
<tr>
<td>Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas</td>
<td>770</td>
<td>669</td>
<td>101</td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi per lavori in corso su ordinazione</td>
<td>535</td>
<td>16</td>
<td>519</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre vendite e prestazioni</td>
<td>988</td>
<td>552</td>
<td>436</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>59.577</strong></td>
<td><strong>42.734</strong></td>
<td><strong>16.843</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>


I “Ricavi per lavori in corso su ordinazione” si riferiscono alle attività di ingegneria e costruzioni per clienti terzi e includono, nel 2008, la contribuzione di Endesa per 343 milioni di euro.
Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Area geografica</th>
<th>2008</th>
<th>2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Italia</td>
<td>36.202</td>
<td>32.603</td>
</tr>
<tr>
<td>Europa</td>
<td>17.355</td>
<td>8.394</td>
</tr>
<tr>
<td>America</td>
<td>5.983</td>
<td>1.563</td>
</tr>
<tr>
<td>Medio Oriente</td>
<td>5</td>
<td>7</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre</td>
<td>32</td>
<td>167</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>59.577</strong></td>
<td><strong>42.734</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

6.b Altri ricavi – Euro 1.607 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th>Description</th>
<th>2008</th>
<th>2007</th>
<th>2008-2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Rimborsi stranded cost per gas nigeriano</td>
<td>149</td>
<td>154</td>
<td>(5)</td>
</tr>
<tr>
<td>Contributi a preventivo e altri contributi</td>
<td>167</td>
<td>87</td>
<td>80</td>
</tr>
<tr>
<td>Rimborsi vari</td>
<td>153</td>
<td>95</td>
<td>58</td>
</tr>
<tr>
<td>Plusvalenze da cessione attività</td>
<td>328</td>
<td>-</td>
<td>328</td>
</tr>
<tr>
<td>Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali</td>
<td>47</td>
<td>60</td>
<td>(13)</td>
</tr>
<tr>
<td>Premi per continuità del servizio</td>
<td>88</td>
<td>184</td>
<td>(96)</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri ricavi</td>
<td>675</td>
<td>374</td>
<td>301</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>1.607</strong></td>
<td><strong>954</strong></td>
<td><strong>653</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

I “Contributi a preventivo e altri contributi” sono relativi per 164 milioni di euro (68 milioni di euro nel 2007) a proventi realizzati su allacciamenti a preventivo della rete di energia elettrica e gas.

I “Rimborsi vari” accolgono per 127 milioni di euro rimborsi vari da clienti (72 milioni di euro nel 2007).

Le “Plusvalenze da cessione attività” realizzate nell’esercizio 2008 si riferiscono alla cessione del 51% di Hydro Dolomiti Enel.

I “Premi per continuità del servizio” del 2008, pari a 88 milioni di euro (184 milioni di euro nel 2007), si riferiscono al premio spettante a Enel Distribuzione e Deval per i recuperi di continuità del servizio rilevati nell’esercizio e tengono conto delle nuove modalità di calcolo previste dalla normativa dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (delibera n. 333/07).

Gli “Altri ricavi” del 2008 includono canoni di locazione per 154 milioni di euro (28 milioni di euro nel 2007), ricavi per illuminazione pubblica e artistica pari a 146 milioni di euro (133 milioni di euro nel 2007) e vendite di materiali vari per 75 milioni di euro (11 milioni di euro nel 2007).
Costi

7.a Materie prime e materiali di consumo – Euro 35.695 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Energia elettrica</td>
<td>24.037</td>
<td>19.139</td>
<td>4.898</td>
</tr>
<tr>
<td>Combustibili e gas</td>
<td>10.329</td>
<td>5.791</td>
<td>4.538</td>
</tr>
<tr>
<td>Materiali</td>
<td>1.329</td>
<td>746</td>
<td>583</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>35.695</strong></td>
<td><strong>25.676</strong></td>
<td><strong>10.019</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui capitalizzati</td>
<td>(597)</td>
<td>(575)</td>
<td>(22)</td>
</tr>
</tbody>
</table>


7.b Servizi – Euro 6.638 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Vettoriamenti passivi</td>
<td>2.723</td>
<td>2.590</td>
<td>133</td>
</tr>
<tr>
<td>Manutenzioni e riparazioni</td>
<td>805</td>
<td>546</td>
<td>259</td>
</tr>
<tr>
<td>Telefoni e postali</td>
<td>311</td>
<td>294</td>
<td>17</td>
</tr>
<tr>
<td>Servizi di comunicazione</td>
<td>156</td>
<td>110</td>
<td>46</td>
</tr>
<tr>
<td>Servizi informatici</td>
<td>190</td>
<td>168</td>
<td>22</td>
</tr>
<tr>
<td>Godimento beni di terzi</td>
<td>499</td>
<td>368</td>
<td>131</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri servizi</td>
<td>1.954</td>
<td>1.000</td>
<td>954</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>6.638</strong></td>
<td><strong>5.076</strong></td>
<td><strong>1.562</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>


7.c Costo del personale – Euro 4.049 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Salari e stipendi</td>
<td>2.811</td>
<td>2.186</td>
<td>625</td>
</tr>
<tr>
<td>Oneri sociali</td>
<td>705</td>
<td>635</td>
<td>70</td>
</tr>
<tr>
<td>Trattamento di fine rapporto</td>
<td>105</td>
<td>118</td>
<td>(13)</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri costi</td>
<td>428</td>
<td>324</td>
<td>104</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>4.049</strong></td>
<td><strong>3.263</strong></td>
<td><strong>786</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui capitalizzati</td>
<td>(652)</td>
<td>(555)</td>
<td>(98)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Il costo del personale dell’esercizio 2008 è in crescita di 786 milioni di euro, con un aumento della consistenza media del 24,6%. Tale costo risente sostanzialmente della variazione di perimetro intervenuta nei due esercizi in analisi, nonché del maggior costo connesso agli adeguamenti retributivi conseguenti al rinnovo nel 2007 del contratto di lavoro del settore elettrico. In particolare, il costo per **termination benefit** rilevato nel 2008 ammonta a 232 milioni di euro.
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 2008.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Consistenza media $^{(1)}$</th>
<th>Consistenza $^{(1)}$ al 31.12.2008 $^{(2)}$</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Dirigenti</td>
<td>1.174</td>
</tr>
<tr>
<td>Quadri</td>
<td>7.238</td>
</tr>
<tr>
<td>Impiegati</td>
<td>42.819</td>
</tr>
<tr>
<td>Operai</td>
<td>23.796</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>75.027</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

$^{(1)}$ Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.
$^{(2)}$ Include 1.413 unità correlate alle “Attività destinate alla vendita”.

7.d Ammortamenti e perdite di valore – Euro 4.777 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Ammortamenti delle attività materiali</td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamenti delle attività immateriali</td>
</tr>
<tr>
<td>Perdite di valore</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>


Il saldo degli ammortamenti relativi al 2007 include 118 milioni di euro relativi agli effetti generati sul valore delle attività materiali (86 milioni di euro) e immateriali (32 milioni di euro) dell’allocazione definitiva del prezzo di Endesa.

La voce “Perdite di valore” nel 2008 si riferisce per 524 milioni di euro (238 milioni di euro nel 2007) alla svalutazione di crediti commerciali (di cui 409 milioni di euro su crediti commerciali per vendita di energia elettrica e gas in Italia).

7.e Altri costi operativi – Euro 1.714 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Accantonamenti per rischi e oneri diversi</td>
</tr>
<tr>
<td>Oneri per acquisto di certificati verdi</td>
</tr>
<tr>
<td>Oneri per emissioni di CO$_2$</td>
</tr>
<tr>
<td>Imposte e tasse</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Gli “Oneri per emissioni di CO$_2$” sono riferibili essenzialmente agli acquisti effettuati in corso d’anno per la copertura del fabbisogno di quote risultante dalle quantità prodotte rispetto a quelle assegnate dai rispettivi piani nazionali. Le “Imposte e tasse” includono la contribuzione di Endesa pari a 372 milioni di euro (35 milioni di euro nel 2007).
7.f Costi per lavori interni capitalizzati – Euro (1.250) milioni
Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 653 milioni di euro a costi del personale e per 597 milioni di euro a costi per materiali (rispettivamente 555 milioni di euro e 575 milioni di euro nell’esercizio 2007).

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity

8. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity – Euro (20) milioni
Gli oneri netti derivanti dalla gestione del rischio commodity si riferiscono per 143 milioni di euro a oneri netti da valutazione dei contratti derivati su commodity in essere al 31 dicembre 2008 e per 123 milioni di euro a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell’esercizio.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Proventi</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Da valutazione su “Contratti per differenza” in essere a fine esercizio</td>
<td>98</td>
<td>-</td>
<td>98</td>
</tr>
<tr>
<td>Da valutazione su altri contratti in essere a fine esercizio</td>
<td>843</td>
<td>199</td>
<td>644</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio</td>
<td>941</td>
<td>199</td>
<td>742</td>
</tr>
<tr>
<td>Realizzati su “Contratti per differenza” chiusi nell’esercizio</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Realizzati su altri contratti chiusi nell’esercizio</td>
<td>903</td>
<td>207</td>
<td>696</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale proventi realizzati su contratti chiusi nell’esercizio</td>
<td>903</td>
<td>207</td>
<td>696</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale proventi</td>
<td>1.844</td>
<td>406</td>
<td>1.438</td>
</tr>
<tr>
<td>Oneri</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Da valutazione su “Contratti per differenza” in essere a fine esercizio</td>
<td>-</td>
<td>(1)</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Da valutazione su altri contratti in essere a fine esercizio</td>
<td>(1.084)</td>
<td>(271)</td>
<td>(813)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio</td>
<td>(1.084)</td>
<td>(272)</td>
<td>(812)</td>
</tr>
<tr>
<td>Realizzati su “Contratti per differenza” chiusi nell’esercizio</td>
<td>(94)</td>
<td>(84)</td>
<td>(10)</td>
</tr>
<tr>
<td>Realizzati su altri contratti chiusi nell’esercizio</td>
<td>(686)</td>
<td>(86)</td>
<td>(600)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale oneri realizzati su contratti chiusi nell’esercizio</td>
<td>(780)</td>
<td>(170)</td>
<td>(610)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale oneri</td>
<td>(1.864)</td>
<td>(442)</td>
<td>(1.422)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO COMMODITY**

- di cui per derivati di trading/non copertura IFRS/IAS
  - 74
  - 4
  - 70
- di cui quota inefficace su CFH
  - -
  - -

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Interessi e altri proventi da attività finanziarie (correnti e non correnti):</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti</td>
<td>123</td>
<td>17</td>
<td>106</td>
</tr>
<tr>
<td>- proventi finanziari su titoli non correnti designati a fair value through profit or loss</td>
<td>-</td>
<td>1</td>
<td>(1)</td>
</tr>
<tr>
<td>- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve</td>
<td>143</td>
<td>140</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale interessi e altri proventi da attività finanziarie (correnti e non correnti)</td>
<td>266</td>
<td>158</td>
<td>108</td>
</tr>
<tr>
<td>Differenze positive di cambio</td>
<td>1.202</td>
<td>445</td>
<td>757</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi da strumenti derivati:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- proventi da derivati di cash flow hedge</td>
<td>324</td>
<td>187</td>
<td>137</td>
</tr>
<tr>
<td>- proventi da derivati a fair value through profit or loss</td>
<td>291</td>
<td>662</td>
<td>(371)</td>
</tr>
<tr>
<td>- proventi da derivati di fair value hedge</td>
<td>78</td>
<td>14</td>
<td>64</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale proventi da strumenti derivati</td>
<td>693</td>
<td>863</td>
<td>(170)</td>
</tr>
<tr>
<td>Proventi da partecipazioni:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- dividendi</td>
<td>33</td>
<td>324</td>
<td>(291)</td>
</tr>
<tr>
<td>- plusvalenze da alienazione</td>
<td>11</td>
<td>78</td>
<td>(67)</td>
</tr>
<tr>
<td>- altri proventi da partecipazioni</td>
<td>-</td>
<td>56</td>
<td>(56)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale proventi da partecipazioni</td>
<td>44</td>
<td>458</td>
<td>(414)</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri proventi:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- proventi da fair value hedge (adeguamento posta coperta)</td>
<td>19</td>
<td>13</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>- altri interessi e proventi</td>
<td>372</td>
<td>191</td>
<td>181</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale altri proventi</td>
<td>391</td>
<td>204</td>
<td>187</td>
</tr>
<tr>
<td>TOTALE PROVENTI FINANZIARI</td>
<td>2.596</td>
<td>2.128</td>
<td>468</td>
</tr>
</tbody>
</table>

I proventi finanziari, pari a 2.596 milioni di euro, registrano un aumento di 468 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. In particolare, la variazione positiva delle differenze cambio, per 757 milioni di euro, è stata parzialmente compensata da minori proventi da partecipazioni per 414 milioni di euro; tali proventi includevano, infatti, nell’esercizio 2007, 301 milioni di euro di dividendi distribuiti da Endesa, antecedentemente al suo primo consolidamento.

I proventi da strumenti finanziari derivati, pari a 693 milioni di euro, si riferiscono per 352 milioni di euro a proventi realizzati (462 milioni di euro nell’esercizio 2007) e per 341 milioni di euro a proventi da valutazione (401 milioni di euro nel 2007). Il decremento della voce, pari a 170 milioni di euro, è riferibile per 144 milioni di euro al provento rilevato nel 2007 derivante dall’esercizio dell’opzione di acquisto per consegna fisica contenuta negli share swap posti in essere sull’acquisto del 14,98% del capitale di Endesa.

L’incremento degli altri interessi e proventi diversi, per 187 milioni di euro, è connesso essenzialmente al diverso periodo di consolidamento di Endesa.
Interessi e altri oneri su debiti finanziari (correnti e non correnti):
- interessi passivi su debiti verso banche 1.229 555 674
- interessi passivi su prestiti obbligazionari 1.793 786 1.007
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari 252 157 95
- oneri finanziari su titoli designati a fair value through profit or loss 6 - 6
- commissioni passive relative a linee di credito non utilizzate 1 29 (28)
Totale interessi e altri oneri su debiti finanziari (correnti e non correnti) 3.281 1.527 1.754
Differenze negative di cambio 1.035 126 909
Oneri da strumenti derivati
- oneri da derivati di cash flow hedge 418 540 (122)
- oneri da derivati a fair value through profit or loss 258 357 (99)
- oneri da derivati di fair value hedge 6 41 (35)
Totale oneri da strumenti derivati 682 938 (256)
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti 135 111 24
Attualizzazione altri fondi 257 133 124
Oneri da partecipazioni 125 15 110
Altri oneri:
- oneri da fair value hedge (adeguamento posta coperta) 74 1 73
- altri interessi passivi e oneri diversi 217 162 55
Totale altri oneri 291 163 128
TOTALE ONERI FINANZIARI 5.806 3.013 2.793

Gli oneri finanziari, pari a 5.806 milioni di euro, sono in aumento di 2.793 milioni di euro rispetto al 2007 per effetto essenzialmente dei maggiori oneri su debiti finanziari e per gli oneri legati alle differenze cambio.

In particolare, la crescita degli interessi e altri oneri su debiti finanziari, pari a 1.754 milioni di euro, è essenzialmente connessa all’incremento dell’indebitamento finanziario medio relativo principalmente all’acquisizione di Endesa (e al consolidamento del relativo debito).

Gli oneri finanziari legati agli strumenti finanziari derivati, pari a 682 milioni di euro, si riferiscono per 325 milioni di euro a oneri realizzati (294 milioni di euro nell’esercizio 2007) e per 357 milioni di euro a oneri da valutazione (644 milioni di euro nel 2007).

Gli oneri da partecipazioni del 2008, in aumento di 110 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente, includono per 118 milioni di euro gli effetti connessi alla riduzione del valore della partecipazione in Bayan Resources.
10. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 48 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Proventi da partecipazioni in società collegate</td>
<td>64</td>
<td>22</td>
<td>42</td>
</tr>
<tr>
<td>Oneri da partecipazioni in società collegate</td>
<td>(16)</td>
<td>(10)</td>
<td>(6)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>48</td>
<td>12</td>
<td>36</td>
</tr>
</tbody>
</table>

I proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto includono, tra gli altri, gli effetti dei risultati positivi ottenuti da OGK-5 (14 milioni di euro fino alla data di acquisizione del controllo da parte di Enel) e LaGeo (10 milioni di euro).

11. Imposte – Euro 585 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Imposte correnti</td>
<td>2.412</td>
<td>1.854</td>
<td>558</td>
</tr>
<tr>
<td>Imposta sostitutiva</td>
<td>1.521</td>
<td>-</td>
<td>1.521</td>
</tr>
<tr>
<td>Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti</td>
<td>(43)</td>
<td>(26)</td>
<td>(17)</td>
</tr>
<tr>
<td>Imposte differite</td>
<td>(1.528)</td>
<td>(265)</td>
<td>(1.263)</td>
</tr>
<tr>
<td>Imposte anticipate</td>
<td>(1.777)</td>
<td>393</td>
<td>(2.170)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>585</td>
<td>1.956</td>
<td>(1.371)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Le imposte dell’esercizio 2008 ammontano a 585 milioni di euro, con un’incidenza sul risultato ante imposte del 9,2% a fronte di un’incidenza del 33,1% nell’esercizio 2007.

L’andamento dell’esercizio 2008 risente principalmente degli effetti netti (1.858 milioni di euro) derivanti dall’adeguamento della fiscalità differita conseguente al riallineamento delle differenze tra i valori civilistici e fiscali delle attività materiali di talune società italiane (legge n. 244/07), al netto degli oneri per la relativa imposta sostitutiva (1.521 milioni di euro) e degli effetti (290 milioni di euro) sulla fiscalità derivanti dall’applicazione dell’addizionale Ires per il settore energia su specifiche società italiane (decreto legge n. 112/08). Le imposte dell’esercizio stimate sulle società estere sono pari a 804 milioni di euro (295 milioni di euro nell’esercizio 2007).

Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d’imposizione fiscale con l’effettiva incidenza sul risultato.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2008</th>
<th>2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Risultato ante imposte</strong></td>
<td>6.379</td>
<td>5.908</td>
</tr>
<tr>
<td>Imposte teoriche</td>
<td>1.754</td>
<td>1.950</td>
</tr>
<tr>
<td>Differenze permanenti e partite minori</td>
<td>77</td>
<td>164</td>
</tr>
<tr>
<td>Adeguamento aliquota fiscale</td>
<td>-</td>
<td>(169)</td>
</tr>
<tr>
<td>Affrancamento ex legge n. 244/07</td>
<td>(1.858)</td>
<td>-29,1%</td>
</tr>
<tr>
<td>Addizionale Ires (D.L. 112/08)</td>
<td>290</td>
<td>4,6%</td>
</tr>
<tr>
<td>Differenze su stime imposte anni precedenti</td>
<td>(43)</td>
<td>(26)</td>
</tr>
<tr>
<td>Irap</td>
<td>365</td>
<td>365</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>585</td>
<td>1.956</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Risultato delle *discontinued operations*

12. Risultato delle *discontinued operations* – Euro 240 milioni
La voce accoglie i risultati economici, al netto del relativo effetto fiscale, riconducibili:

> alle attività e alle passività detenute direttamente o indirettamente da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, nonché a talune ulteriori attività in Spagna rientranti nel perimetro di dismissione definito con gli accordi siglati da Enel e Acciona con E.On, in quanto tali attività sono state acquisite al solo fine della loro rivendita;

> alle attività e alle passività di Enel Rete Gas, a seguito dello stato attuale della procedura di dismissione, in quanto rappresentative di un importante ramo di attività nel territorio nazionale.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Enel Rete Gas:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ricavi</td>
<td>308</td>
<td>325</td>
<td>(17)</td>
</tr>
<tr>
<td>Costi</td>
<td>(245)</td>
<td>(234)</td>
<td>11</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato operativo</td>
<td>63</td>
<td>91</td>
<td>(28)</td>
</tr>
<tr>
<td>Oneri finanziari netti</td>
<td>(28)</td>
<td>(29)</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Imposte sul reddito</td>
<td>(21)</td>
<td>(10)</td>
<td>(11)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato Enel Rete Gas</strong></td>
<td>14</td>
<td>52</td>
<td>(38)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Risultato attività acquisite al fine della rivendita</strong></td>
<td>226</td>
<td>127</td>
<td>99</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>RISULTATO DISCONTINUED OPERATIONS</strong></td>
<td>240</td>
<td>179</td>
<td>61</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

Attivo

Attività non correnti

13. Immobili, impianti e macchinari – Euro 61.524 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2007 e 2008 sono i seguenti:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Terreni</th>
<th>Fabbricati</th>
<th>Immobili, impianti e macchinari</th>
<th>Attrezzature industriali e commerciali</th>
<th>Attività minerarie</th>
<th>Altri beni su leasing</th>
<th>Migliorie immobili di terzi</th>
<th>Immob. in corso e acconti</th>
<th>Totale</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Costo storico</td>
<td>389</td>
<td>8.021</td>
<td>69.355</td>
<td>404</td>
<td>2076</td>
<td>673</td>
<td>292</td>
<td>119</td>
<td>2.886</td>
</tr>
<tr>
<td>Fondo ammortamento</td>
<td>-</td>
<td>3.615</td>
<td>42.737</td>
<td>304</td>
<td>493</td>
<td>67</td>
<td>77</td>
<td>77</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti</td>
<td>8</td>
<td>49</td>
<td>1.335</td>
<td>18</td>
<td>-</td>
<td>83</td>
<td>-</td>
<td>15</td>
<td>3.078</td>
</tr>
<tr>
<td>Passaggi in esercizio</td>
<td>1</td>
<td>65</td>
<td>1.024</td>
<td>498</td>
<td>-</td>
<td>10</td>
<td>1</td>
<td>9 (1.608)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamenti</td>
<td>8</td>
<td>(260)</td>
<td>(2.040)</td>
<td>(166)</td>
<td>-</td>
<td>(78)</td>
<td>(35)</td>
<td>(14)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Perdite di valore</td>
<td>-</td>
<td>(15)</td>
<td>(53)</td>
<td>3</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(11)</td>
<td>(76)</td>
</tr>
<tr>
<td>Variazione area di consolidamento</td>
<td>140</td>
<td>232</td>
<td>11.694</td>
<td>10.877</td>
<td>125</td>
<td>209</td>
<td>124</td>
<td>3</td>
<td>2.290</td>
</tr>
<tr>
<td>Differenze di cambio</td>
<td>(2)</td>
<td>26</td>
<td>(126)</td>
<td>(50)</td>
<td>-</td>
<td>(5)</td>
<td>3</td>
<td>-</td>
<td>(17)</td>
</tr>
<tr>
<td>Dismissioni ordinarie e altri movimenti</td>
<td>(37)</td>
<td>(106)</td>
<td>(32)</td>
<td>11</td>
<td>-</td>
<td>(15)</td>
<td>-</td>
<td>3 (16)</td>
<td>(160)</td>
</tr>
<tr>
<td>Riclassifica ad “Attività destinate alla vendita”</td>
<td>-</td>
<td>(18)</td>
<td>(1.170)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(2)</td>
<td>-</td>
<td>(462)</td>
<td>(1.652)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale variazioni</td>
<td>118</td>
<td>(27)</td>
<td>10.632</td>
<td>11.191</td>
<td>125</td>
<td>202</td>
<td>93</td>
<td>16 (3.286)</td>
<td>25.636</td>
</tr>
<tr>
<td>Costo storico</td>
<td>507</td>
<td>8.264</td>
<td>80.776</td>
<td>11.705</td>
<td>125</td>
<td>906</td>
<td>420</td>
<td>148 (6.172)</td>
<td>109.023</td>
</tr>
<tr>
<td>Fondo ammortamento</td>
<td>-</td>
<td>3.885</td>
<td>43.526</td>
<td>414</td>
<td>-</td>
<td>524</td>
<td>102</td>
<td>90</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Investimenti</td>
<td>8</td>
<td>59</td>
<td>1.590</td>
<td>24</td>
<td>-</td>
<td>127</td>
<td>1</td>
<td>7 (4.370)</td>
<td>6.186</td>
</tr>
<tr>
<td>Passaggi in esercizio</td>
<td>3</td>
<td>120</td>
<td>2.262</td>
<td>1.220</td>
<td>-</td>
<td>15</td>
<td>-</td>
<td>20 (3.640)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamenti</td>
<td>-</td>
<td>(258)</td>
<td>(2.492)</td>
<td>(654)</td>
<td>-</td>
<td>(88)</td>
<td>(45)</td>
<td>(10)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Perdite di valore</td>
<td>-</td>
<td>(7)</td>
<td>(48)</td>
<td>(2)</td>
<td>-</td>
<td>(5)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(6)</td>
</tr>
<tr>
<td>Variazione area di consolidamento</td>
<td>14</td>
<td>646</td>
<td>1.205</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>9</td>
<td>-</td>
<td>376 (2.250)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Differenze di cambio</td>
<td>(31)</td>
<td>(24)</td>
<td>(144)</td>
<td>(491)</td>
<td>(17)</td>
<td>(18)</td>
<td>19</td>
<td>(1) (120)</td>
<td>(827)</td>
</tr>
<tr>
<td>Dismissioni ordinarie e altri movimenti</td>
<td>(147)</td>
<td>1</td>
<td>(292)</td>
<td>(42)</td>
<td>(3)</td>
<td>(12)</td>
<td>4</td>
<td>(2) (53)</td>
<td>(356)</td>
</tr>
<tr>
<td>Riclassifica ad “Attività destinate alla vendita”</td>
<td>(16)</td>
<td>(24)</td>
<td>(2.381)</td>
<td>(2)</td>
<td>-</td>
<td>(3)</td>
<td>-</td>
<td>(11) (159)</td>
<td>(2.596)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale variazioni</td>
<td>(169)</td>
<td>513</td>
<td>(300)</td>
<td>(137)</td>
<td>(20)</td>
<td>25</td>
<td>(21)</td>
<td>3 (874)</td>
<td>1.042</td>
</tr>
<tr>
<td>Costo storico</td>
<td>338</td>
<td>8.989</td>
<td>80.967</td>
<td>12.397</td>
<td>105</td>
<td>944</td>
<td>444</td>
<td>141 (7.046)</td>
<td>111.370</td>
</tr>
<tr>
<td>Fondo ammortamento</td>
<td>-</td>
<td>4.097</td>
<td>44.017</td>
<td>969</td>
<td>-</td>
<td>537</td>
<td>147</td>
<td>80</td>
<td>-</td>
</tr>
</tbody>
</table>

I “Beni in leasing” includono alcuni beni che il Gruppo utilizza in America Latina e Slovacchia. I beni in leasing in America Latina si riferiscono sostanzialmente a centrali elettriche a ciclo combinato e a centrali idroelettriche per complessivi 141 milioni di euro.

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 Gabčíkovo, la cui sottoscrizione era condizione necessaria per l’avvio del processo di privatizzazione del sistema elettrico slovacco. In particolare, il contratto di leasing dell’impianto V1 si riferisce all’intera vita utile residua del bene e al periodo intercorrente tra la fermata della produzione e l’inizio del processo di decommissioning, mentre per l’impianto di Gabčíkovo l’accordo ha durata trentennale a partire da aprile 2006.

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Pagamenti minimi previsti</th>
<th>Valore attuale al 31.12.2007</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2008</td>
<td>25</td>
<td>17</td>
</tr>
<tr>
<td>2009-2013</td>
<td>78</td>
<td>51</td>
</tr>
<tr>
<td>Oltre il 2013</td>
<td>138</td>
<td>69</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>241</strong></td>
<td><strong>137</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2009</td>
<td>16</td>
<td>7</td>
</tr>
<tr>
<td>2010-2014</td>
<td>87</td>
<td>57</td>
</tr>
<tr>
<td>Oltre il 2014</td>
<td>164</td>
<td>98</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>267</strong></td>
<td><strong>162</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>


<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Impianti di produzione: (1)</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- termoelettrici</td>
<td>11.672</td>
<td>11.245</td>
</tr>
<tr>
<td>- idroelettrici</td>
<td>9.158</td>
<td>9.409</td>
</tr>
<tr>
<td>- geotermoelettrici</td>
<td>402</td>
<td>207</td>
</tr>
<tr>
<td>- nucleari</td>
<td>3.922</td>
<td>3.782</td>
</tr>
<tr>
<td>- con fonti energetiche alternative</td>
<td>1.072</td>
<td>644</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale impianti di produzione</strong></td>
<td><strong>26.226</strong></td>
<td><strong>25.287</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Rete di distribuzione di energia elettrica</td>
<td>23.878</td>
<td>23.117</td>
</tr>
<tr>
<td>Rete di distribuzione di gas</td>
<td>287</td>
<td>1.722</td>
</tr>
<tr>
<td>Immobili sedi di cabine primarie e secondarie</td>
<td>129</td>
<td>853</td>
</tr>
<tr>
<td>Immobili sedi di uffici, magazzini ecc. (2)</td>
<td>2.033</td>
<td>1.894</td>
</tr>
<tr>
<td>Attrezzature e altri beni</td>
<td>1.032</td>
<td>1.312</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività minerarie</td>
<td>105</td>
<td>125</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale beni in esercizio</strong></td>
<td><strong>54.478</strong></td>
<td><strong>54.310</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Immobilizzazioni in corso e acconti</td>
<td>7.046</td>
<td>6.172</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td><strong>61.524</strong></td>
<td><strong>60.482</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) i valori comprendono anche quelli relativi ai terreni e fabbricati industriali.
(2) i valori comprendono i fabbricati strumentali non industriali (destinati a uffici, magazzini, autorimesse ecc.), i fabbricati civili e i terreni non pertinenziali.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2008</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Impianti di produzione:</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>termoelettrici</td>
</tr>
<tr>
<td>idroelettrici</td>
</tr>
<tr>
<td>geotermoelettrici</td>
</tr>
<tr>
<td>nucleari</td>
</tr>
<tr>
<td>con fonti energetiche alternative</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale impianti di produzione</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Rete di distribuzione di energia elettrica</td>
</tr>
<tr>
<td>Rete di distribuzione di gas</td>
</tr>
<tr>
<td>Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 3.267 milioni di euro, con un incremento di 886 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente che risente sostanzialmente del diverso periodo di consolidamento di Endesa, dell’acquisizione di OGK-5 nonché dei maggiori investimenti realizzati per la trasformazione e riconversione di impianti termici, per il rifacimento e ripotenziamiento degli impianti idroelettrici e per i progetti sviluppati nel settore delle energie rinnovabili.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.461 milioni di euro e aumentano di 663 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente, prevalentemente per il diverso periodo di consolidamento di Endesa oltre all’effetto dell’acquisizione di Enel Distribuzione Muntenia.

Le “Perdite di valore” del 2008 includono, per 45 milioni di euro, la svalutazione della centrale elettrica di Mercure (Cosenza) a seguito del perdurare di difficoltà autorizzative e ambientali per lo sviluppo dell’impianto.

La “Variazione dell’area di consolidamento” dell’esercizio 2008 si riferisce alle seguenti operazioni:
- acquisizione di OGK-5 (+1.842 milioni di euro);
- acquisizione di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distribuzione Muntenia ed Enel Energie Muntenia, +374 milioni di euro);
- acquisizione di Hydro Constructional e International Wind Parks of Crete (+17 milioni di euro);
- acquisizione di società da parte del Gruppo Endesa Hellas (+15 milioni di euro);
- acquisizione di Marcinelle Energie (+2 milioni di euro).

La voce “Dismissioni ordinarie e altri movimenti” risente degli aggiustamenti effettuati in sede di allocazione definitiva del prezzo di acquisizione relativamente alle acquisizioni effettuate nel 2007 di Inelec (21 milioni di euro) e di International Wind Power, Wind Parks of Thrace e International Wind Parks of Thrace (-7 milioni di euro).
La “Riclassifica ad attività destinate alla vendita” include nel 2007 gli immobili, impianti e macchinari detenuti da Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribución (e delle società da esse controllate), rientranti nel perimetro di dismissione definito con E.On, mentre nel 2008 include le attività relative al ramo di impresa inerente alle linee di distribuzione di energia elettrica ad alta tensione (a seguito degli accordi sottoscritti con Terna) e alla rete di distribuzione del gas (in base allo stato attuale della procedura di dismissione).


Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativi agli esercizi 2007 e 2008 sono i seguenti:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Costi di sviluppo</th>
<th>Diritti di brev. ind. e di utilizz. opere ing.</th>
<th>Concessioni, licenze, marchi e diritti simili</th>
<th>Attività minerarie</th>
<th>Altre</th>
<th>Immobil. in corso e acconti</th>
<th>Avviamento</th>
<th>Totale</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Costo storico</strong></td>
<td>42</td>
<td>482</td>
<td>128</td>
<td>-</td>
<td>759</td>
<td>148</td>
<td>2.271</td>
<td>3.830</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Fondo ammortamento</strong></td>
<td>7</td>
<td>317</td>
<td>41</td>
<td>-</td>
<td>483</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>848</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Consistenza al 31.12.2006</strong></td>
<td><strong>35</strong></td>
<td><strong>165</strong></td>
<td><strong>87</strong></td>
<td>-</td>
<td><strong>276</strong></td>
<td><strong>148</strong></td>
<td><strong>2.271</strong></td>
<td><strong>2.982</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Investimenti</strong></td>
<td>-</td>
<td>87</td>
<td>13</td>
<td>-</td>
<td>64</td>
<td>179</td>
<td>-</td>
<td>343</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Passaggi in esercizio</strong></td>
<td>-</td>
<td>95</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>13</td>
<td>(108)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Differenze di cambio</strong></td>
<td>-</td>
<td>(1)</td>
<td>(52)</td>
<td>(26)</td>
<td>-</td>
<td>(28)</td>
<td>(107)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Variazione area di consolidamento</strong></td>
<td>3</td>
<td>80</td>
<td>8.861</td>
<td>724</td>
<td>122</td>
<td>87</td>
<td>12.644</td>
<td>22.521</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Ammortamenti</strong></td>
<td>(3)</td>
<td>(108)</td>
<td>(48)</td>
<td>-</td>
<td>(74)</td>
<td>-</td>
<td>(233)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Perdite di valore</strong></td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(19)</td>
<td>-</td>
<td>(19)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Altri movimenti</strong></td>
<td>(1)</td>
<td>(3)</td>
<td>62</td>
<td>-</td>
<td>(54)</td>
<td>(1)</td>
<td>(43)</td>
<td>(40)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Riclassifica ad “Attività destinate alla vendita”</strong></td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(13)</td>
<td>(10)</td>
<td>(681)</td>
<td>(704)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale variazioni</strong></td>
<td>(1)</td>
<td>150</td>
<td>8.836</td>
<td>724</td>
<td>32</td>
<td>128</td>
<td>11.892</td>
<td>21.761</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Costo storico</strong></td>
<td>44</td>
<td>740</td>
<td>9.012</td>
<td>724</td>
<td>848</td>
<td>276</td>
<td>14.163</td>
<td>25.807</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Fondo ammortamento</strong></td>
<td>10</td>
<td>425</td>
<td>89</td>
<td>-</td>
<td>540</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>1.064</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Consistenza al 31.12.2007</strong></td>
<td><strong>34</strong></td>
<td><strong>315</strong></td>
<td><strong>8.923</strong></td>
<td><strong>724</strong></td>
<td><strong>308</strong></td>
<td><strong>276</strong></td>
<td><strong>14.163</strong></td>
<td><strong>24.743</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Investimenti</strong></td>
<td>1</td>
<td>79</td>
<td>15</td>
<td>-</td>
<td>39</td>
<td>182</td>
<td>-</td>
<td>316</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Passaggi in esercizio</strong></td>
<td>-</td>
<td>77</td>
<td>2</td>
<td>-</td>
<td>55</td>
<td>(134)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Differenze di cambio</strong></td>
<td>-</td>
<td>(3)</td>
<td>(686)</td>
<td>(115)</td>
<td>27</td>
<td>(432)</td>
<td>(1.209)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Variazione area di consolidamento</strong></td>
<td>-</td>
<td>1</td>
<td>2</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>2.346</td>
<td>2.349</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Ammortamenti</strong></td>
<td>(3)</td>
<td>(131)</td>
<td>(138)</td>
<td>(104)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(376)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Perdite di valore</strong></td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(18)</td>
<td>(21)</td>
<td>(9)</td>
<td>-</td>
<td>(48)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Altri movimenti</strong></td>
<td>-</td>
<td>14</td>
<td>46</td>
<td>-</td>
<td>62</td>
<td>(12)</td>
<td>(34)</td>
<td>76</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Riclassifica ad “Attività destinate alla vendita”</strong></td>
<td>-</td>
<td>(23)</td>
<td>(33)</td>
<td>-</td>
<td>(7)</td>
<td>(5)</td>
<td>(4)</td>
<td>(72)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale variazioni</strong></td>
<td>(2)</td>
<td>14</td>
<td>(810)</td>
<td>(115)</td>
<td>51</td>
<td>22</td>
<td>1.876</td>
<td>1.036</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Costo storico</strong></td>
<td>45</td>
<td>850</td>
<td>8.314</td>
<td>609</td>
<td>997</td>
<td>298</td>
<td>16.039</td>
<td>27.152</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Fondo ammortamento</strong></td>
<td>13</td>
<td>521</td>
<td>201</td>
<td>-</td>
<td>638</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>1.373</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Consistenza al 31.12.2008</strong></td>
<td><strong>32</strong></td>
<td><strong>329</strong></td>
<td><strong>8.113</strong></td>
<td><strong>609</strong></td>
<td><strong>359</strong></td>
<td><strong>298</strong></td>
<td><strong>16.039</strong></td>
<td><strong>25.779</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

La “Riclassifica ad attività destinate alla vendita” include nel 2007 le attività immateriali detenute da Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribución (e delle società da esse controllate), rientranti nel perimetro di dismissione definito con E.On, mentre nel 2008 include le attività relative al ramo di impresa inerente alla rete di distribuzione del gas (in base allo stato attuale della procedura di dismissione).

Le singole voci che costituiscono le attività immateriali sono di seguito commentate.
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 3 e i 5 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.

Le “Attività minerarie” si riferiscono alle riserve probabili e possibili di combustibile, nonché al potenziale esplorativo acquisito nel 2007 in joint venture con Eni attraverso SeverEnergia.

L’“Avviamento” è pari a 16.039 milioni di euro, con un incremento nell’esercizio di 1.876 milioni di euro.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Variazione area di consolidam.</th>
<th>Differenze cambio</th>
<th>Riclassifica ad “Attività destinate alla vendita”</th>
<th>Altri movimenti</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Endesa</td>
<td>12.347</td>
<td>12.116</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>OGK-S</td>
<td>1.514</td>
<td>1.355</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Slovénské elektrárne</td>
<td>625</td>
<td>697</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Energia</td>
<td>579</td>
<td>579</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Energie Muntenia</td>
<td>-</td>
<td>614</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>ed Enel Distributie Muntenia (già Electrica Muntenia Sud)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>684 (70)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Inelec</td>
<td>100</td>
<td>89</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables</td>
<td>85</td>
<td>-</td>
<td>5</td>
<td>- 2</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel North America</td>
<td>77</td>
<td>82</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Marcinelle Energía</td>
<td>-</td>
<td>63</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>International Wind Power, Wind Parks of Thrace, International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional e International Wind Parks of Creta</td>
<td>42</td>
<td>16</td>
<td>- (21)</td>
<td>37</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Latin America</td>
<td>59</td>
<td>62</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>RusEnergoSbyt</td>
<td>50</td>
<td>44</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Americas Generation Corporation (già Enel Panama ed Enel Fortuna)</td>
<td>90</td>
<td>5</td>
<td>-</td>
<td>95</td>
</tr>
<tr>
<td>SeverEnergia</td>
<td>44</td>
<td>43</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Erelis</td>
<td>14</td>
<td>28</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Nuove Energie</td>
<td>26</td>
<td>26</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Maritza East 3</td>
<td>13</td>
<td>13</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Wisco</td>
<td>5</td>
<td>5</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Rete Gas</td>
<td>4</td>
<td>4</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Operations Bulgaria</td>
<td>2</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Portoscuso Energía</td>
<td>-</td>
<td>1</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Blue Line</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>14.163</td>
<td>2.346</td>
<td>(432)</td>
<td>(4) 34</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>16.039</td>
</tr>
</tbody>
</table>
La variazione del perimetro di consolidamento è riferibile all’acquisizione di OGK-5 per 1.514 milioni di euro, di Enel Energie Muntenia ed Enel Distributie Muntenia (già Electrica Muntenia Sud) per 684 milioni di euro, di società acquisite da Endesa in Europa e America Latina nel settore della generazione e distribuzione di energia elettrica per 54 milioni di euro (di cui 24 milioni di euro relativi all’OPA effettuata da Endesa Internacional – oggi Endesa Latinoamérica – su Edegel ed Edelnor), di Marcinelle Energies per 63 milioni di euro, di Hydro Constructional e International Wind Parks of Crete per 16 milioni di euro, di società in Francia nel settore dell’energia da fonti rinnovabili per 14 milioni di euro, nonché di Portoscuso Energia per 1 milione di euro.

In particolare, per tutte queste acquisizioni, la rilevazione delle differenze tra il costo delle partecipazioni e le attività acquisite al netto delle passività assunte è stata effettuata in via provvisoria nella voce “Avviamento” in attesa di una loro miglior attribuzione.


La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata attraverso l’utilizzo dei modelli Discounted Cash Flow che, per la determinazione del valore d’uso di un’attività, prevedono la stima dei futuri flussi di cassa e l’applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione. In particolare, i flussi di cassa sono stati determinati prendendo a riferimento le più recenti previsioni e le assunzioni in esse contenute sull’andamento economico-finanziario del Gruppo. Per l’attualizzazione di tali flussi è stato considerato un periodo esplicito coerente con tali previsioni, ovvero con la vita utile media degli asset, ovvero con la durata delle concessioni. Nei casi in cui non è stato possibile stimare in modo attendibile i flussi di cassa per l’intero orizzonte temporale di vita degli asset, si è calcolato un valore residuo come rendita perpetua o rendita annua a crescita nominale pari all’inflazione ritenuta adeguata rispetto al Paese di appartenenza o comunque non eccedente il tasso medio di crescita a lungo termine del mercato di riferimento. Il valore d’uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio. L’analisi di sensitività utilizzata nelle valutazioni non ha determinato impatti significativi sui risultati delle valutazioni stesse e di conseguenza sulle differenze individuate.
Di seguito vengono riportati la composizione del saldo degli avviamenti per società cui la cash generating unit appartiene, i tassi di sconto adottati e l’orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Importo</th>
<th>Tax rate</th>
<th>Tasso di crescita (1)</th>
<th>Tasso di sconto WACC (2)</th>
<th>Periodo esplicito flussi di cassa</th>
<th>Terminal value (3)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>al 31.12.2008</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa</td>
<td>12.116</td>
<td>28,8%</td>
<td>1,5%</td>
<td>8,3%</td>
<td>10 anni</td>
<td>Perpetuità</td>
</tr>
<tr>
<td>Slovenské elektrárne</td>
<td>697</td>
<td>19%</td>
<td>1,0%</td>
<td>7,2%</td>
<td>10 anni</td>
<td>20</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Energia</td>
<td>579</td>
<td>36,9%</td>
<td>1,5%</td>
<td>7,0%</td>
<td>10 anni</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td>Americas Generation Corporation (già Enel Panama ed Enel Fortuna)</td>
<td>95</td>
<td>30%</td>
<td>2,5%</td>
<td>11,3%</td>
<td>5 anni</td>
<td>Perpetuità</td>
</tr>
<tr>
<td>Inelec</td>
<td>89</td>
<td>28%</td>
<td>2,5%</td>
<td>10,9%</td>
<td>5 anni</td>
<td>Perpetuità</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables</td>
<td>87</td>
<td>30%</td>
<td>2,0%</td>
<td>6,7%</td>
<td>5 anni</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel North America</td>
<td>82</td>
<td>35%</td>
<td>2,0%</td>
<td>6,3%</td>
<td>5 anni</td>
<td>25</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Latin America</td>
<td>62</td>
<td>27,8%</td>
<td>2,5%</td>
<td>10,9%</td>
<td>5 anni</td>
<td>28</td>
</tr>
<tr>
<td>RusEnergoSbyt</td>
<td>44</td>
<td>20%</td>
<td>no terminal value</td>
<td>14,8%</td>
<td>15 anni</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>SeverEnergia</td>
<td>43</td>
<td>25,5%</td>
<td>no terminal value</td>
<td>11,0%</td>
<td>49 anni</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Nuove Energie</td>
<td>26</td>
<td>36,9%</td>
<td>1,5%</td>
<td>5,6%</td>
<td>10 anni</td>
<td>Perpetuità</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Thrace, International Wind Parks of Thrace</td>
<td>21</td>
<td>25%</td>
<td>2,0%</td>
<td>7,0%</td>
<td>15 anni</td>
<td>Valore di recupero</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Erelis</td>
<td>14</td>
<td>33,3%</td>
<td>2,0%</td>
<td>6,6%</td>
<td>7 anni</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Maritza East 3</td>
<td>13</td>
<td>10%</td>
<td>2,5%</td>
<td>13,8%</td>
<td>10 anni</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Wisco</td>
<td>5</td>
<td>31,4%</td>
<td>-</td>
<td>6,6%</td>
<td>10 anni</td>
<td>Multiplo</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Rete Gas (4)</td>
<td>4</td>
<td>31,6%</td>
<td>2,5%</td>
<td>6,2%</td>
<td>10 anni</td>
<td>Perpetuità</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Operations Bulgaria</td>
<td>2</td>
<td>10%</td>
<td>2,5%</td>
<td>13,8%</td>
<td>10 anni</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Blue Line</td>
<td>1</td>
<td>16%</td>
<td>2,5%</td>
<td>16,1%</td>
<td>5 anni</td>
<td>15</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.
(2) Il WACC rappresenta la media ponderata del costo delle forme di finanziamento dell’impresa.
(3) Il valore del terminal value è stato stimato attraverso una rendita perpetua o una rendita annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna.
(4) Incluso nelle “Attività destinate alla vendita”.

Con riferimento alle acquisizioni perfezionate nel corso del 2008 e per le quali, non avendo completato il processo di allocazione del prezzo alle rispettive attività acquisite e passività assunte, il relativo goodwill risulta iscritto in via provvisoria, le valutazioni effettuate alla data di chiusura del presente bilancio hanno sostanzialmente confermato il valore dell’investimento risultante dalle valutazioni effettuate in sede di acquisizione.
15. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 5.881 milioni ed Euro 6.880 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 compensate, ove consentito, con le passività per imposte differite.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Traduzione</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Attività per imposte anticipate:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali</td>
<td>177</td>
<td>1.162</td>
</tr>
<tr>
<td>- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore con deducibilità fiscale differita</td>
<td>1.970</td>
<td>40</td>
</tr>
<tr>
<td>- perdite fiscalmente riportabili</td>
<td>169</td>
<td>(67)</td>
</tr>
<tr>
<td>- valutazione strumenti finanziari</td>
<td>43</td>
<td>507</td>
</tr>
<tr>
<td>- altre partite</td>
<td>1.083</td>
<td>189</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>3.442</td>
<td>1.831</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Passività per imposte differite:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie</td>
<td>3.011</td>
<td>(1.922)</td>
</tr>
<tr>
<td>- proventi a tassazione differita</td>
<td>6</td>
<td>(4)</td>
</tr>
<tr>
<td>- allocazione eccessi di costo a elementi dell’attivo</td>
<td>4.669</td>
<td>(185)</td>
</tr>
<tr>
<td>- valutazione strumenti finanziari</td>
<td>124</td>
<td>550</td>
</tr>
<tr>
<td>- altre partite</td>
<td>511</td>
<td>33</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>8.321</td>
<td>(1.528)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Attività per imposte anticipate nette compensate</strong></td>
<td>2.274</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Attività per imposte anticipate non compensate</strong></td>
<td>1.990</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Passività per imposte differite non compensate</strong></td>
<td>5.263</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Le attività per imposte anticipate al 31 dicembre 2008 sono pari a 5.881 milioni di euro, in aumento di 2.439 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007. La rilevazione nel Conto economico della fiscalità di competenza dell’esercizio (1.831 milioni di euro) è riferita prevalentemente alle differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali nonché alla fiscalità di competenza relativa alla valutazione degli strumenti finanziari. In particolare, la fiscalità sulle differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali è conseguente al disallineamento tra valori consolidati e fiscali di taluni immobili, impianti e macchinari di Enel Produzione oggetto dell’affrancamento effettuato in base alla facoltà prevista dalla legge n. 244/07.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 973 milioni di euro, di cui 741 milioni di euro riferibili alle holding di partecipazioni site in Olanda e Lussemburgo, in quanto i relativi regimi fiscali qualificano come non imponibili i previsti ricavi (dividendi) delle medesime società.

Le passività per imposte differite, pari a 6.880 milioni di euro al 31 dicembre 2008, accolgono le imposte differite relative prevalentemente alla parte di costo sostenuto allocata alle attività acquisite relativamente alle acquisizioni effettuate nei vari esercizi, nonché alla differenza tra gli ammortamenti calcolati in base alle
aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni. La variazione dell’esercizio relativa alla voce “Differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie” deriva essenzialmente dalla rilevazione a Conto economico, per complessivi 1.922 milioni di euro, della fiscalità differita conseguente all’affrancamento effettuato da talune società italiane in base alla facoltà prevista dalla legge n. 244/07.

16. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 397 milioni

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono le seguenti:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>oGK-5</td>
<td>37,15%</td>
<td>20%</td>
</tr>
<tr>
<td>LaGeo</td>
<td>28,40%</td>
<td>36,2%</td>
</tr>
<tr>
<td>cESI</td>
<td>25,9%</td>
<td>25,9%</td>
</tr>
<tr>
<td>Idrosicilia</td>
<td>40,0%</td>
<td>40,0%</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre minori</td>
<td>122%</td>
<td>287%</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>1.972</td>
<td>397%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Il decremento dell’esercizio, pari a 1.575 milioni di euro, riflette principalmente la riclassifica conseguente all’acquisizione del controllo della società russa oGK-5 per 1.666 milioni di euro, parzialmente compensata dai risultati rilevati a Conto economico (+37 milioni di euro), dall’incremento (+14 milioni di euro) della partecipazione in LaGeo dal 28,4% al 36,2% a seguito dell’acquisizione, tramite conferimento di beni e servizi, di un’ulteriore quota di capitale della società, nonché dalle nuove acquisizioni relative alla partecipazione pari al 30% nel capitale sociale di alcune società titolari di una serie di progetti eolici in Grecia per un valore complessivo di 122 milioni di euro.

Per le principali partecipazioni in imprese collegate vengono inoltre forniti i dati economici e patrimoniali.
### 17. Attività finanziarie non correnti – Euro 4.324 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Partecipazioni in altre imprese</td>
<td>486</td>
<td>531</td>
<td>(45)</td>
</tr>
<tr>
<td>Titoli diversi a fair value through profit or loss per designazione</td>
<td>56</td>
<td>115</td>
<td>(59)</td>
</tr>
<tr>
<td>Acconti per acquisizione partecipazioni</td>
<td>76</td>
<td>87</td>
<td>(11)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Crediti verso altri:**
- crediti finanziari verso altri istituti | 599 | 312 | 287 |
- crediti finanziari per deficit sistema elettrico spagnolo | 1.882 | 608 | 1.274 |
- contratti derivati | 863 | 248 | 615 |
- altre partite | 362 | 311 | 51 |

**TOTALE** | 4.324 | 2.212 | 2.112 |

Con riferimento alle “Partecipazioni in altre imprese”, per le società quotate il *fair value* 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.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Quota %</th>
<th>Quota %</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Terna</strong></td>
<td>240</td>
<td>5,12%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Echelon</strong></td>
<td>33</td>
<td>7,36%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Bayan Resources</strong></td>
<td>21</td>
<td>10,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Red Électrica de España</strong></td>
<td>18</td>
<td>1,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Tri Alpha Energy</strong></td>
<td>7</td>
<td>4,96%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Altre</strong></td>
<td>167</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>486</strong></td>
<td><strong>531</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

I “Titoli diversi a fair value through profit or loss per designazione” sono rappresentati al 31 dicembre 2008 essenzialmente da investimenti in obbligazioni e depositi a lungo termine; la voce al 31 dicembre 2007 include investimenti finanziari in fondi di gestioni patrimoniali.

Gli “Acconti per acquisizione partecipazioni” si riferiscono a versamenti effettuati a titolo di acconto o deposito e riguardano essenzialmente l’acquisizione di alcuni progetti eolici in Grecia per 33 milioni di euro e di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) per 40 milioni di euro; quest’ultimo verrà considerato in sede di aggiustamento del prezzo di acquisizione, attualmente non ragionevolmente determinabile.

I “Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo” si riferiscono alla quota parte a lungo termine finanziata da Endesa del *deficit* che si genera nel mercato regolato spagnolo qualora i ricavi tariffari prodotti dal sistema elettrico regolato non siano sufficienti a coprire i costi del sistema stesso. Le principali società che operano nel mercato sono quindi chiamate a finanziare tale differenza e il credito che si origina viene rimborsato lungo un periodo stabilito dal regolatore spagnolo, maggiorato degli interessi.
Nella tabella che segue sono riportati il valore contabile e il fair value dei crediti finanziari e titoli a lungo termine (3.415 milioni di euro), compresa la quota in scadenza nei dodici mesi successivi (524 milioni di euro inclusi negli altri crediti finanziari a breve).

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Crediti finanziari e titoli a lungo termine</td>
<td>3.415</td>
<td>3.415</td>
<td>2.741</td>
<td>2.741</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>3.415</td>
<td>3.415</td>
<td>2.741</td>
<td>2.741</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, nella tabella che segue sono riportati i relativi valori nozionali e fair value.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Derivati cash flow hedge:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tassi</td>
<td>2.195</td>
<td>6.897</td>
<td>12</td>
<td>146</td>
</tr>
<tr>
<td>- cambi</td>
<td>4.608</td>
<td>1.751</td>
<td>834</td>
<td>96</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>6.803</td>
<td>8.648</td>
<td>846</td>
<td>242</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Derivati fair value hedge:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tassi</td>
<td>145</td>
<td>204</td>
<td>8</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>- cambi</td>
<td>177</td>
<td>-</td>
<td>9</td>
<td>9</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>322</td>
<td>204</td>
<td>17</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td>7.125</td>
<td>8.852</td>
<td>863</td>
<td>248</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, relativi a cash flow hedge sia su tassi di interesse sia su tassi di cambio, risulta al 31 dicembre 2008 pari a 6.803 milioni di euro e il corrispondente fair value è pari a 846 milioni di euro.

Il decremento del valore nozionale e del relativo fair value dei derivati di cash flow hedge su tassi di interesse è determinato principalmente dal decremento dei tassi di interesse verificatosi nel corso dell’ultimo trimestre 2008 – particolarmente rilevante nella parte a breve e medio termine della curva – che ha determinato una classificazione tra le passività finanziarie non correnti di una quota parte dei valori nozionali che al 31 dicembre 2007 erano inclusi tra le attività finanziarie non correnti.

I derivati di cash flow hedge su cambi sono relativi essenzialmente alle operazioni di copertura della tranche di 1,1 miliardi di sterline dell’emissione obbligazionaria che rientra nel programma Global Medium Term Notes, effettuata in data 13 giugno 2007, e alle operazioni di copertura della tranche di 3,5 miliardi di dollari dell’emissione obbligazionaria che rientra nel programma Global Medium Term Notes, effettuata in data 14 settembre 2007. L’incremento del fair value è determinato, rispettivamente, dalla diminuzione della componente Libor a 6 mesi all’interno del CCIRS e dall’apprezzamento del dollaro rispetto ai valori del 31 dicembre 2007.
### 18. Altre attività non correnti – Euro 1.937 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati</td>
<td>1.360</td>
<td>1.356</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti verso Fondo Statale Decommissioning</td>
<td>439</td>
<td>325</td>
<td>114</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Altri crediti a lungo termine:**

- acconti di imposta su TFR - 1 (1)
- attività netta programmi del personale 95 82 13
- altri crediti 43 304 (261)

**Totale altri crediti a lungo termine** 138 387 (249)

**TOTALE** 1.937 2.068 (131)

I “Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati” includono il credito a lungo termine vantato relativamente ai rimborsi dei maggiori oneri sostenuti da Endesa per la produzione nell’area geografica extrapeninsulare (isole Baleari e Canarie) per 1.275 milioni di euro (1.110 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Questi ultimi derivano dal riconoscimento della copertura dei maggiori costi di generazione e della remunerazione del capitale investito alle società che operano in aree geografiche economicamente sfavorevoli (zone extrapeninsulari). Tali crediti, fruttiferi di interesse, sono rimborsati alla società lungo un periodo stabilito dal gestore del sistema elettrico spagnolo.

I “Crediti verso Fondo Statale Decommissioning”, pari a 439 milioni di euro, sono interamente connessi a slovenské elektrárne. Tali crediti sono relativi alla quota versata dalla società, in qualità di generatore di energia da fonte nucleare, al Fondo Nucleare Nazionale per il Decommissioning (Nuclear Fund) con modalità e tempi definiti dal legislatore slovacco (1). Le risorse accumulate nel Fondo verranno utilizzate dallo Stato slovacco per il rimborsone, alle società generatrici che hanno contribuito al Fondo stesso, di parte dei costi che verranno sostenuti in futuro per lo smantellamento degli impianti di generazione e per lo smaltimento dei rifiuti nucleari, inclusi i costi di funzionamento del periodo intercorrente tra la fermata della produzione e l’inizio del processo di decommissioning (postoperational cost). Qualora tali costi fossero superiori a quanto versato al Fondo sino alla data di smantellamento, in accordo con la normativa che regola il funzionamento del Fondo stesso, l’eccedenza verrà recuperata dal cliente finale attraverso una maggiorazione della tariffa. L’incremento del periodo si riferisce, oltre all’effetto positivo della variazione del tasso di cambio euro/corona slovacca, alle contribuzioni al Fondo effettuate nell’esercizio dalla società.

L””Attività netta programmi del personale” accoglie il surplus delle attività a servizio di taluni piani di benefici per i dipendenti di Endesa, rispetto alle relative passività attuariali.

---

(1) La gestione del Fondo e dei relativi asset è esclusivamente affidata allo Stato.
Attività correnti

19. Rimanenze – Euro 2.182 milioni

Milioni di euro

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Materie prime, sussidiarie e di consumo:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- combustibili</td>
<td>1.515</td>
<td>1.232</td>
<td>283</td>
</tr>
<tr>
<td>- materiali, apparecchi e altre giacenze</td>
<td>562</td>
<td>387</td>
<td>175</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>2.077</td>
<td>1.619</td>
<td>458</td>
</tr>
<tr>
<td>Immobili destinati alla vendita</td>
<td>94</td>
<td>106</td>
<td>(12)</td>
</tr>
<tr>
<td>Acconti</td>
<td>11</td>
<td>1</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td>TOTALE</td>
<td>2.182</td>
<td>1.726</td>
<td>456</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite dalle giacenze di combustibili destinati a soddisfare le esigenze delle società di generazione e l’attività di trading, nonché da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti; l’aumento è principalmente riferibile all’incremento dei prezzi medi dei combustibili. 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.


Milioni di euro

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Clienti:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- vendita e trasporto di energia elettrica</td>
<td>10.166</td>
<td>10.102</td>
<td>64</td>
</tr>
<tr>
<td>- distribuzione e vendita di gas</td>
<td>1.499</td>
<td>1.087</td>
<td>412</td>
</tr>
<tr>
<td>- altre attività</td>
<td>661</td>
<td>351</td>
<td>310</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>12.326</td>
<td>11.540</td>
<td>786</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti commerciali verso imprese collegate</td>
<td>14</td>
<td>30</td>
<td>(16)</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti per lavori in corso su ordinazione</td>
<td>38</td>
<td>6</td>
<td>32</td>
</tr>
<tr>
<td>TOTALE</td>
<td>12.378</td>
<td>11.576</td>
<td>802</td>
</tr>
</tbody>
</table>
I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 726 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 396 milioni di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Totale al 1° gennaio 2007</td>
</tr>
<tr>
<td>Accantonamenti</td>
</tr>
<tr>
<td>Utilizzi</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri movimenti</td>
</tr>
<tr>
<td>Riclassifica ad &quot;Attività destinate alla vendita&quot;</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale al 31 dicembre 2007</td>
</tr>
<tr>
<td>Accantonamenti</td>
</tr>
<tr>
<td>Utilizzi</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri movimenti</td>
</tr>
<tr>
<td>Riclassifica ad &quot;Attività destinate alla vendita&quot;</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale al 31 dicembre 2008</td>
</tr>
</tbody>
</table>


**21. Crediti tributari – Euro 1.239 milioni**

I crediti tributari al 31 dicembre 2008 ammontano a 1.239 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente a crediti per imposte sul reddito per 362 milioni di euro (296 milioni di euro al 31 dicembre 2007), a crediti per imposte indirette per 332 milioni di euro (306 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e a crediti per imposte erariali e addizionali per 254 milioni di euro (288 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

**22. Attività finanziarie correnti – Euro 3.269 milioni**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Crediti per anticipazioni factoring</td>
</tr>
<tr>
<td>Contratti derivati</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri titoli</td>
</tr>
<tr>
<td>Quota corrente crediti finanziari a lungo termine</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il fair value dei “Contratti derivati”, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Derivati cash flow hedge:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tassi</td>
<td>369</td>
<td>153</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>- cambi</td>
<td>1.661</td>
<td>37</td>
<td>168</td>
<td>3</td>
<td>165</td>
</tr>
<tr>
<td>- commodity</td>
<td>4</td>
<td>676</td>
<td>2</td>
<td>43</td>
<td>(41)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>2.034</td>
<td>866</td>
<td>171</td>
<td>46</td>
<td>125</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Derivati fair value hedge:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tassi</td>
<td>102</td>
<td>121</td>
<td>2</td>
<td>-</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>102</td>
<td>121</td>
<td>2</td>
<td>-</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Derivati di trading:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tassi</td>
<td>632</td>
<td>1.249</td>
<td>9</td>
<td>13</td>
<td>(4)</td>
</tr>
<tr>
<td>- cambi</td>
<td>2.555</td>
<td>1.974</td>
<td>135</td>
<td>68</td>
<td>67</td>
</tr>
<tr>
<td>- commodity</td>
<td>12.832</td>
<td>2.022</td>
<td>1.181</td>
<td>336</td>
<td>845</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>16.019</td>
<td>5.245</td>
<td>1.325</td>
<td>417</td>
<td>908</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td>18.155</td>
<td>6.232</td>
<td>1.498</td>
<td>463</td>
<td>1.035</td>
</tr>
</tbody>
</table>

L’incremento dell’ammontare dei derivati su tasso di cambio classificati come di cash flow hedge deriva in prevalenza dalla stipula di contratti a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle commodity.  
L’incremento del fair value dei derivati di trading su cambi è sostanzialmente determinato dalla svalutazione del tasso di cambio dell’euro verso il dollaro al 31 dicembre 2008 rispetto ai cambi ai quali sono state effettuate le coperture in corso d’esercizio.

I derivati su commodity sono relativi a:
> contratti derivati su commodity relativi a combustibili per un fair value di 728 milioni di euro;
> operazioni di trading su energia e altre commodity che presentano un fair value di 356 milioni di euro;
> “Contratti per differenza a due vie” che presentano un fair value di 97 milioni di euro;
> contratti derivati su energia stipulati da Endesa per un fair value di 2 milioni di euro classificato di cash flow hedge.

La voce “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine” include essenzialmente la quota parte del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo finanziato da Endesa per 502 milioni di euro (436 milioni di euro al 31 dicembre 2007). La variazione del periodo risente dell’incasso, avvenuto nel mese di giugno 2008, del residuo credito di 962 milioni di euro derivante dalla cessione del 26,1% del capitale sociale di Weather.
23. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – Euro 5.106 milioni
Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l’eccezione di 264 milioni di euro (61 milioni di euro al 31 dicembre 2007) essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Depositi bancari e postali</td>
<td>5.096</td>
<td>1.166</td>
<td>3.930</td>
</tr>
<tr>
<td>Denaro e valori in cassa</td>
<td>10</td>
<td>68</td>
<td>(58)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>5.106</strong></td>
<td><strong>1.234</strong></td>
<td><strong>3.872</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>


<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Crediti verso cassa conguaglio settore Elettrico e organismi assimilati</td>
<td>1.850</td>
<td>2.281</td>
<td>(431)</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti verso il personale</td>
<td>28</td>
<td>38</td>
<td>(10)</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti verso altri</td>
<td>1.353</td>
<td>1.646</td>
<td>(293)</td>
</tr>
<tr>
<td>Ratei e risconti attivi operativi</td>
<td>247</td>
<td>115</td>
<td>132</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>3.478</strong></td>
<td><strong>4.080</strong></td>
<td><strong>(602)</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

I “Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati” includono i crediti relativi al “sistema italia” per 964 milioni di euro derivanti essenzialmente dall’applicazione dei meccanismi di perequazione sull’acquisto di energia elettrica (1.742 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e al “sistema Spagna” per 886 milioni di euro (539 milioni di euro al 31 dicembre 2007), di cui 136 milioni di euro (115 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riferiti al credito verso organismi assimilati relativo ai rimborsi dei maggiori oneri sostenuti da Endesa per la produzione nell’area geografica extrapeninsulare.

Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine (1.360 milioni di euro), i crediti operativi verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati al 31 dicembre 2008 ammontano complessivamente a 3.210 milioni di euro (3.637 milioni di euro al 31 dicembre 2007), a fronte di debiti per 2.655 milioni di euro (1.241 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Attività destinate alla vendita

25. Attività destinate alla vendita – Euro 5.251 milioni
La voce include al 31 dicembre 2008 le attività inerenti alle energie rinnovabili detenute da Endesa, le attività relative al ramo di impresa inerente alle linee di distribuzione e distribuzione di energia elettrica ad alta tensione e alla rete di distribuzione del gas.

Nella seguente tabella è esposto il dettaglio delle attività destinate alla vendita, a eccezione della parte acquisita da Enel per il solo fine della rivendita (“Endesa Europa”), il cui valore complessivo al 31 dicembre 2007 era pari a 8.914 milioni di euro.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Immobili, impianti e macchinari</td>
<td>4.061</td>
<td>2.850</td>
<td>1.211</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività immateriali</td>
<td>684</td>
<td>633</td>
<td>51</td>
</tr>
<tr>
<td>Avviamento</td>
<td>51</td>
<td>681</td>
<td>(630)</td>
</tr>
<tr>
<td>Attività per imposte anticipate</td>
<td>63</td>
<td>90</td>
<td>(27)</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre attività non correnti</td>
<td>139</td>
<td>168</td>
<td>(29)</td>
</tr>
<tr>
<td>Rimanenze</td>
<td>13</td>
<td>58</td>
<td>(45)</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti commerciali</td>
<td>50</td>
<td>124</td>
<td>(74)</td>
</tr>
<tr>
<td>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti</td>
<td>32</td>
<td>16</td>
<td>16</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre attività correnti</td>
<td>158</td>
<td>185</td>
<td>(27)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>5.251</strong></td>
<td><strong>4.805</strong></td>
<td><strong>446</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>
Passivo

**Patrimonio netto del Gruppo**

26. **Patrimonio netto del Gruppo – Euro 20.398 milioni**
Nel corso dell’esercizio 2008 sono state esercitate n. 2.051.750 opzioni assegnate con i piani di stock option 2003 e 2004. L’esercizio di tali opzioni ha determinato un incremento del patrimonio netto di 12 milioni di euro per effetto dell’aumento del capitale sociale per 2 milioni di euro e della riserva sovrapprezzo azioni per 10 milioni di euro. Inoltre, in relazione alle opzioni esercitate, la riserva sovrapprezzo azioni si è incrementata di un ulteriore milione per effetto della riclassifica della specifica riserva per stock option.

**Capitale sociale – Euro 6.186 milioni**
Il capitale sociale, al 31 dicembre 2008, interamente sottoscritto e versato, è rappresentato da 6.186.419.603 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (6.184.367.853 azioni al 31 dicembre 2007). Alla stessa data, sulla base delle risultanze del libro Soci e delle informazioni a disposizione, non risultano – oltre al Ministero dell’Economia e delle Finanze (con il 21,1% del capitale sociale), alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti (con il 10,1% del capitale sociale) e alla Barclays Global Investor UK Holding Ltd (con il 2,2% del capitale sociale) – azionisti che possiedono una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.

**Altre riserve – Euro 3.329 milioni**

- **Riserva da sovrapprezzo azioni – Euro 662 milioni**
La movimentazione dell’esercizio è relativa all’esercizio delle stock option da parte dei beneficiari.

- **Riserva legale – Euro 1.453 milioni**

- **Altre riserve – Euro 2.255 milioni**
Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni. In caso di distribuzione i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell’art. 47 del TUIR.

- **Riserva conversione bilanci in valuta estera – Euro (1.247) milioni**
Il decremento dell’esercizio è dovuto agli effetti dell’apprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

- **Riserve da valutazione strumenti finanziari – Euro 206 milioni**
Includono i proventi netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge) e i proventi non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie. Il saldo al 31 dicembre 2007 includeva, per 35 milioni di euro, le riserve da valutazione riferite ad attività destinate alla vendita relative a proventi non realizzati riferiti a valutazioni al fair value di attività finanziarie (31 milioni di euro) e a proventi netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (4 milioni di euro).
Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevati direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi e al netto del relativo effetto fiscale.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Utili/(perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio</th>
<th>Rilasciati a conto economico</th>
<th>Variazione di perimetro di consolidamento</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Riserva da fair value della copertura dei flussi finanziari per la quota efficace</td>
<td>272</td>
<td>(470)</td>
<td>162</td>
</tr>
<tr>
<td>Riserva da fair value degli investimenti finanziari destinati alla vendita</td>
<td>233</td>
<td>(80)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Riserva da differenze di cambio</td>
<td>(147)</td>
<td>(1.869)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto</td>
<td>358</td>
<td>(2.419)</td>
<td>162</td>
</tr>
</tbody>
</table>

La variazione del perimetro di consolidamento si riferisce alle riserve da valutazione degli strumenti finanziari relative alle società del Gruppo Viesgo, in essere alla data della loro cessione.

Le imposte differite nette calcolate sul saldo al 31 dicembre 2008 sono positive per 237 milioni di euro (negative per 94 milioni di euro al 31 dicembre 2007). La variazione netta dell’esercizio, positiva per 331 milioni di euro, è relativa per 457 milioni di euro a imposte differite nette positive riferibili alle variazioni di fair value rilevate direttamente a patrimonio netto, per 140 milioni di euro a imposte differite nette negative riferibili alle variazioni delle riserve rilasciate a conto economico nell’esercizio e per la residua parte, positiva per 14 milioni di euro, agli effetti fiscali relativi alle riserve da valutazione incluse nella variazione del perimetro di consolidamento sopra citata.

Gli obiettivi del Gruppo nella gestione del capitale sono ispirati alla creazione di valore per gli azionisti, alla garanzia degli interessi degli stakeholder e alla salvaguardia della continuità aziendale, nonché al mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che consenta un economico accesso a fonti esterne di finanziamento tese a supportare adeguatamente lo sviluppo dell’attività del Gruppo.
### PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Capitale sociale</th>
<th>Riserva da sovrapprezzo azioni</th>
<th>Riserva legale</th>
<th>Altre riserve</th>
<th>Utili indivisi</th>
<th>Riserva conversione bilanci in valuta estera</th>
<th>Riserve da valutazione strumenti finanziari (1)</th>
<th>Risultato netto del periodo</th>
<th>Patrimonio netto del Gruppo</th>
<th>Patrimonio netto di terzi</th>
<th>Totale patrimonio netto</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>Milioni di euro</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Esercizio stock option</td>
<td>8</td>
<td>44</td>
<td>-</td>
<td>(2)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>50</td>
<td>-</td>
<td>50</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Onere da stock option</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>7</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>7</td>
<td>-</td>
<td>7</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Variazione perimetro di consolidamento</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>6.531</td>
<td>6.531</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Riparto del risultato netto dell’esercizio precedente</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Distribuzione dividendi</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(1.793)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(1.793)</td>
<td>(150)</td>
<td>(1.943)</td>
</tr>
<tr>
<td>Acconto sul dividendo 2007 (2)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(1.237)</td>
<td>(1.237)</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto del periodo rilevato a patrimonio netto</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(180)</td>
<td>316</td>
<td>-</td>
<td>136</td>
<td>(82)</td>
<td>54</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto del periodo delle ”Attività destinate alla vendita“ rilevato a patrimonio netto</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>14</td>
<td>-</td>
<td>14</td>
<td>1</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto del periodo rilevato a Conto economico</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>3.916</td>
<td>3.916</td>
<td>215</td>
<td>4.131</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Esercizio stock option</td>
<td>2</td>
<td>11</td>
<td>-</td>
<td>(1)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>12</td>
<td>-</td>
<td>12</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Onere da stock option</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>6</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>6</td>
<td>-</td>
<td>6</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Aumenti di capitale</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Variazione perimetro di consolidamento</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(33)</td>
<td>(33)</td>
<td>(706)</td>
</tr>
<tr>
<td>Riparto del risultato netto dell’esercizio precedente</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>2.679</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(2.679)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Distribuzione dividendi</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(1.794)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(1.794)</td>
<td>(370)</td>
<td>(2.164)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Acconto sul dividendo 2008 (3)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(1.237)</td>
<td>(1.237)</td>
<td>-</td>
<td>(1.237)</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto del periodo rilevato a patrimonio netto</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(1.148)</td>
<td>(254)</td>
<td>-</td>
<td>(1.402)</td>
<td>(855)</td>
<td>(2.257)</td>
</tr>
<tr>
<td>Risultato netto del periodo rilevato a Conto economico</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>5.293</td>
<td>5.293</td>
<td>741</td>
<td>6.034</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Il saldo al 31 dicembre 2007 include 35 milioni di euro riferiti alle ”Attività destinate alla vendita“.
Passività non correnti

27. Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 54.155 milioni

Tale voce riflette il debito a lungo termine relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro e altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

Nella tabella che segue viene esposta la situazione dell’indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2008 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Scadenza al 31.12.2008</th>
<th>Valore nozionale</th>
<th>Saldo contabile al 31.12.2008</th>
<th>Quota con scadenza entro i 12 mesi</th>
<th>Quota con scadenza entro i 10 anni</th>
<th>Quota con scadenza oltre i 10 anni</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Obbligazioni:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tasso fisso non quotate</td>
<td>2009-2037</td>
<td>2.843</td>
<td>2.812</td>
<td>2.726</td>
<td>1</td>
<td>2.842</td>
</tr>
<tr>
<td>- tasso variabile non quotate</td>
<td>2009-2032</td>
<td>2.262</td>
<td>2.262</td>
<td>2.127</td>
<td>331</td>
<td>1.931</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Finanziamenti bancari:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tasso fisso</td>
<td>2009-2046</td>
<td>470</td>
<td>470</td>
<td>279</td>
<td>78</td>
<td>392</td>
</tr>
<tr>
<td>- uso linee di credito revolving</td>
<td>2009-2012</td>
<td>4.836</td>
<td>4.836</td>
<td>1.034</td>
<td>1</td>
<td>4.835</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>29.982</td>
<td>30.055</td>
<td>28.804</td>
<td>590</td>
<td>29.392</td>
<td>15.397</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Preference share:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tasso fisso</td>
<td>2013 (1)</td>
<td>973</td>
<td>1.006</td>
<td>966</td>
<td>-</td>
<td>973</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>973</td>
<td>1.006</td>
<td>966</td>
<td>-</td>
<td>973</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Finanziamenti non bancari:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tasso fisso</td>
<td>2009-2029</td>
<td>431</td>
<td>431</td>
<td>576</td>
<td>132</td>
<td>299</td>
</tr>
<tr>
<td>- tasso variabile</td>
<td>2009-2028</td>
<td>157</td>
<td>157</td>
<td>140</td>
<td>24</td>
<td>133</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td>588</td>
<td>588</td>
<td>716</td>
<td>156</td>
<td>432</td>
<td>104</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td>54.155</td>
<td>54.342</td>
<td>54.884</td>
<td>3.110</td>
<td>51.045</td>
<td>15.995</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(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.

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

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Euro</td>
<td>45.344</td>
<td>45.521</td>
<td>46.038</td>
<td>4.03%</td>
<td>4.16%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Dollaro USA</td>
<td>5.237</td>
<td>5.227</td>
<td>4.855</td>
<td>4.62%</td>
<td>6.61%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sterlina inglese</td>
<td>1.480</td>
<td>1.497</td>
<td>1.898</td>
<td>6.01%</td>
<td>6.11%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Yen</td>
<td>158</td>
<td>159</td>
<td>218</td>
<td>3.25%</td>
<td>3.29%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Real brasiliano</td>
<td>508</td>
<td>509</td>
<td>758</td>
<td>12.73%</td>
<td>12.73%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Peso colombiano</td>
<td>615</td>
<td>615</td>
<td>586</td>
<td>12.28%</td>
<td>12.31%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Rublo russo</td>
<td>121</td>
<td>121</td>
<td>-</td>
<td>7.50%</td>
<td>7.50%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Altre valute</td>
<td>692</td>
<td>693</td>
<td>531</td>
<td>7.50%</td>
<td>7.50%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Totale valute non euro</td>
<td>8.811</td>
<td>8.821</td>
<td>8.846</td>
<td>7.50%</td>
<td>7.50%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>TOTALE</td>
<td>54.155</td>
<td>54.342</td>
<td>54.884</td>
<td>7.50%</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

### MOVIMENTAZIONE DEL VALORE NOZIONALE DELL’INDEBITAMENTO A LUNGO TERMINE

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Obbligazioni</td>
<td>26.553</td>
<td>(2.286)</td>
<td>65</td>
<td>136</td>
<td>347</td>
<td>(193)</td>
<td>(1.929)</td>
</tr>
<tr>
<td>Finanziamenti bancari</td>
<td>28.883</td>
<td>(3.238)</td>
<td>-</td>
<td>10</td>
<td>4.438</td>
<td>(47)</td>
<td>9</td>
</tr>
<tr>
<td>Preference share</td>
<td>1.006</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti verso altri finanziatori</td>
<td>717</td>
<td>(261)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>3</td>
<td>-</td>
<td>129</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>57.159</td>
<td>(5.785)</td>
<td>65</td>
<td>146</td>
<td>4.788</td>
<td>(240)</td>
<td>(1.791)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Al 31 dicembre 2008 il valore nozionale dell’indebitamento a lungo termine, rispetto al 31 dicembre 2007, registra una riduzione di 2.817 milioni di euro. La riduzione di 1.791 milioni di euro riferibile agli altri movimenti è connessa essenzialmente alla ridefinizione del valore nozionale di alcune poste principalmente relative a una parte dell’indebitamento di Endesa (i cui i principali effetti si evidenziano nel valore degli zero coupon).

I principali rimborsi effettuati nel corso dell’esercizio sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 2.286 milioni di euro, a finanziamenti bancari per 3.238 milioni di euro, nonché a finanziamenti non bancari per 261 milioni di euro. Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel 2008 si segnalano:

- 1.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario pubblico emesso da Enel SpA a tasso fisso con scadenza 13 ottobre 2008;
- 400 milioni di dollari statunitensi (per un controvalore di 168 milioni di euro alla data di rimbors, quota Enel) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Endesa Chile in scadenza nel mese di luglio 2008;
- 400 milioni di euro (per 268 milioni di euro alla data di rimbors, quota Enel) relativi a un prestito obbligazionario pubblico a tasso variabile emesso da Endesa Capital SA in scadenza nel mese di settembre 2008;
- 250 milioni di euro (per 168 milioni di euro alla data di rimbors, quota Enel) relativi a un prestito obbligazionario pubblico a tasso variabile emesso da Endesa Capital SA in scadenza nel mese di settembre 2008;
- 200 milioni di euro (per 134 milioni di euro alla data di rimbors, quota Enel)
I rimborsi dei finanziamenti bancari effettuati nell’esercizio sono i seguenti:

> 2.063 milioni di euro relativi a minori utilizzi delle linee committed in capo a Endesa SA (consolidati per 1.384 milioni di euro);
> 257 milioni di euro relativi a minori utilizzi di linee committed in capo a Slovenské elektrárne;
> 527 milioni di euro per effetto del rimborso obbligatorio sulla linea di credito syndicata di originari 35 miliardi di euro, a valle della dismissione del Gruppo Viesgo. A seguito di tale operazione il valore nozionale della linea di credito syndicata risulta attualmente pari a 18.694 milioni di euro (di cui 10.866 milioni di euro relativi alla tranche a 36 mesi e 7.828 milioni di euro relativi alla tranche a 60 mesi);
> 391 milioni di euro relativi ad altri finanziamenti bancari in capo alle società del Gruppo giunti in scadenza nel corso del 2008.

Le nuove emissioni sono relative principalmente a:

> l’emissione da parte di Enel SpA di due nuove tranche di un prestito obbligazionario collocato privatamente presso primarie imprese assicuratrici italiane per un importo di 97 milioni di euro e scadenza nel 2026;
> l’emissione da parte di Endesa Chile di un bond in moneta locale con un valore di 10 milioni di Unidad de Fomento (per 162 milioni di euro alla data di emissione, quota Enel) con scadenza nel 2029;
> la stipula da parte di Endesa SA di un finanziamento BEI da 300 milioni di euro per investimenti nella rete di distribuzione spagnola interamente erogato al 31 dicembre 2008.


Tra i contratti finanziari di maggior rilievo sottoscritti nel corso del 2008 si annoverano:

> il rinnovo del programma di emissione di Global Medium Term Notes per 25 miliardi di euro che vede quali emittenti Enel SpA ed Enel Finance International, avvenuto il 18 luglio 2008;
> il rinnovo del programma di emissione di Global Medium Term Notes per 5 miliardi di euro che vede quale emittente Endesa Capital SA, avvenuto nel mese di giugno 2008.

Si segnala, inoltre, che nel corso del 2008 sono entrate nel perimetro di consolidamento OGK-5 ed Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) con il relativo indebitamento a lungo termine per un controvalore complessivo di 140 milioni di euro.

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine, tra il saldo contabile e il fair value, comprensivo della quota in scadenza nei prossimi dodici 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 congiuntamente agli spread creditizi relativi alla data di chiusura dell’esercizio.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Obbligazioni:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso fisso</td>
<td>16.630</td>
<td>16.537</td>
<td>17.911</td>
<td>18.084</td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso variabile</td>
<td>5.982</td>
<td>5.668</td>
<td>6.487</td>
<td>6.463</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>22.612</strong></td>
<td><strong>22.205</strong></td>
<td><strong>24.398</strong></td>
<td><strong>24.547</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Finanziamenti bancari:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso fisso</td>
<td>470</td>
<td>427</td>
<td>279</td>
<td>355</td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso variabile</td>
<td>29.512</td>
<td>28.857</td>
<td>28.525</td>
<td>28.536</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>29.982</strong></td>
<td><strong>29.284</strong></td>
<td><strong>28.804</strong></td>
<td><strong>28.891</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Preference share:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso fisso</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso variabile</td>
<td>973</td>
<td>1.006</td>
<td>966</td>
<td>1.005</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>973</strong></td>
<td><strong>1.006</strong></td>
<td><strong>966</strong></td>
<td><strong>1.005</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Debiti verso altri finanziatori:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso fisso</td>
<td>431</td>
<td>409</td>
<td>576</td>
<td>277</td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso variabile</td>
<td>157</td>
<td>149</td>
<td>140</td>
<td>38</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>588</strong></td>
<td><strong>558</strong></td>
<td><strong>716</strong></td>
<td><strong>315</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td><strong>54.155</strong></td>
<td><strong>53.053</strong></td>
<td><strong>54.884</strong></td>
<td><strong>54.758</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

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)**

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Obbligazioni:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso fisso</td>
<td>14.851</td>
<td>(1.757)</td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso variabile</td>
<td>5.397</td>
<td>(360)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>20.248</strong></td>
<td><strong>(2.117)</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Finanziamenti bancari:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso fisso</td>
<td>392</td>
<td>167</td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso variabile</td>
<td>29.000</td>
<td>882</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>29.392</strong></td>
<td><strong>1.049</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Preference share:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso fisso</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso variabile</td>
<td>973</td>
<td>7</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>973</strong></td>
<td><strong>7</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Debiti verso altri finanziatori:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso fisso</td>
<td>299</td>
<td>(99)</td>
</tr>
<tr>
<td>- a tasso variabile</td>
<td>133</td>
<td>50</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>432</strong></td>
<td><strong>(49)</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td><strong>51.045</strong></td>
<td><strong>(1.110)</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>
Milioni di euro | Saldo contabile
---|---
**Obbligazioni:**
- a tasso fisso | 1.779 | 1.303 | 476
- a tasso variabile | 585 | 730 | (145)
**Totale** | **2.364** | **2.033** | **331**
**Finanziamenti bancari:**
- a tasso fisso | 78 | 54 | 24
- a tasso variabile | 512 | 407 | 105
**Totale** | **590** | **461** | **129**
**Debiti verso altri finanziatori:**
- a tasso fisso | 132 | 178 | (46)
- a tasso variabile | 24 | 57 | (33)
**Totale** | **156** | **235** | **(79)**
**TOTALE** | **3.110** | **2.729** | **381**

Al 31 dicembre 2008 il 66% (67% al 31 dicembre 2007) dell’indebitamento finanziario netto è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse di tipo cash flow hedge, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l’esposizione al rischio tasso di interesse al 31 dicembre 2008 risulta pari al 45% (54% al 31 dicembre 2007). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l’esposizione residua dell’indebitamento finanziario netto al rischio tasso di interesse si attesterrebbe al 42% (53% al 31 dicembre 2007).


> clausole “negative pledge”, in base alle quali l’emittente non può creare o mantenere in essere (se non per effetto di disposizione di legge) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi prestito obbligazionario quotate o che si preveda venga quotate, 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” rispetto agli altri prestiti obbligazionari presenti e futuri dell’emittente;

> fattispecie di “event of default”, in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio, insolvenza, ovvero mancato pagamento di quote capitale o di interessi, messa in liquidazione dell’emittente ecc.), si configurerebbe un’ipotesi di inadempimento; in base alle clausole di “cross
“default”, nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall’emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell’attivo rappresentino non meno del 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell’attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;

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

I principali covenant previsti per i finanziamenti erogati dalla BEI possono essere riassunti come segue:

> clausole “negative pledge”, in base alle quali l’emittente non costituirà o fornirà a terzi garanzie o privilegi aggiuntivi rispetto a quelli già disciplinati nei singoli contratti da parte della Società o delle società controllate del Gruppo Enel, 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 SpA o banche di gradimento della BEI) al di sopra di determinati livelli; in caso di garanzia fornita da Enel SpA, 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, modifiche di struttura di controllo della Società ecc.), si dovrebbe apportare 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 del prestito immediata.

I principali covenant previsti per la linea di credito sindacata da 35 miliardi di euro e per la linea di credito revolving da 5 miliardi di euro, sostanzialmente simili, possono essere riassunti come segue:

> clausole “negative pledge”, in base alle quali il borrower (e le sue controllate rilevanti) non può 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 direttamente, incondizionato e non garantito obbligo del debitore, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di “seniority” rispetto agli altri finanziamenti presenti e futuri;
> clausola di “change of control”, che scatta nel caso in cui (i) Enel divenga controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano ovvero (ii) se Enel o qualunque delle società da essa controllate conferiscono una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni tale che l’affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo risulti significativamente compromessa. Il verificarsi di una delle due suddette ipotesi può dare luogo (a) alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento o (b) al rimborso anticipato obbligatorio del finanziamento da parte del borrower;

> fattispecie di “event of default”, in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio, mancato pagamento; mancato rispetto del contratto; falsa dichiarazione; insolvenza o dichiarazione di insolvenza del borrower o di alcune delle controllate rilevanti; cessazione dell’attività; intervento del Governo e/o nazionalizzazione; processi o procedure amministrative con potenziale effetto negativo; attività illegali; nazionalizzazione ed espropriazione governativa o acquisto coatto del borrower o di una sua controllata rilevante), si configurerebbe un’ipotesi di inadempimento. Tale inadempimento, se non sanato in un determinato periodo di tempo, comporta in virtù della clausola di “Acceleration” l’obbligo del rimborso anticipato del finanziamento, che diviene immediatamente esigibile in base alle clausole di “cross default”; nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall’emittente o dalle società controllate rilevanti (define come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell’attivo rappresentino non meno di una precisa percentuale – pari al 10% per la linea di credito sindacata da 35 miliardi di euro e al 15% per la linea di credito revolving da 5 miliardi di euro – dei ricavi lordi consolidati o del totale dell’attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;

> obblighi di informativa periodica.

Nella linea di credito sindacata da 35 miliardi 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 disposals), l’emittente 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, l’indebitamento finanziario netto consolidato non deve superare un determinato multiplo dell’Ebitda consolidato;

> clausola di “Subsidiary Financial Indebtedness”, in base alla quale l’importo aggregato netto dell’indebitamento finanziario delle subsidiaries controllate da Enel (a eccezione dell’indebitamento finanziario delle permitted subsidiaries) non deve eccedere una determinata percentuale del totale dell’attivo lordo consolidato.

Anche per Endesa i principali debiti finanziari a lungo termine contengono impegni (covenant), tipici della prassi internazionale.

I principali covenant sull’indebitamento di Endesa fanno riferimento ai finanziamenti erogati dalla BEI, alle emissioni obbligazionarie effettuate nell’ambito del programma di Global Medium Term Notes, ai project finance e ai finanziamenti erogati alle società Enersis ed Endesa Chile.
I principali covenant previsti per i finanziamenti erogati dalla BEI possono essere riassunti come segue:

> clausole che prevedono il mantenimento del rating al di sopra di determinati livelli;
> clausole che prevedono una preventiva autorizzazione da parte della BEI nel caso di trasferimento di asset di Endesa (purché i relativi ricavi lordi o il totale dell’attivo rappresentino non meno del 10% dei ricavi lordi consolidati o del 7% del totale dell’attivo consolidato).

Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate da Endesa Capital SA 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 SA e/o Endesa Capital SA, 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 (inizialmente detenuto, per almeno il 50%, da soggetti esteri rispetto al Regno di Spagna), 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” rispetto a tutti gli altri titoli non garantiti e non subordinati presenti e futuri emessi da Endesa Capital o Endesa SA.


Gli impegni relativi ai project finance concessi alle società controllate operanti nelle energie rinnovabili e ad altre controllate latinoamericane contengono i covenant tipici della prassi internazionale. I principali impegni sono costituiti da clausole che prevedono che tutti gli asset assegnati ai progetti siano impegnati in favore dei creditori.

Una parte significativa dell’indebitamento di Enersis e di Endesa Chile (entrambe società controllate indirettamente da Endesa) è soggetta a clausole di cross default, in base alle quali nel caso si verifichi un evento di inadempimento (mancato pagamento o mancato rispetto di determinati obblighi) su un qualsiasi indebitamento finanziario di una società controllata da Enersis o Endesa Chile, si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile.

In generale, il cross default scatterebbe per inadempimenti superiori a 30 milioni di dollari statunitensi. 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.
Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2007, in linea con le disposizioni Consob del 28 luglio 2006, riconciliata con l’indebitamento finanziario netto.

### Milioni di euro

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Denaro e valori in cassa</td>
<td>10</td>
<td>68</td>
<td>(58)</td>
</tr>
<tr>
<td>Depositi bancari e postali</td>
<td>5.096</td>
<td>1.166</td>
<td>3.930</td>
</tr>
<tr>
<td>Titoli</td>
<td>73</td>
<td>101</td>
<td>(28)</td>
</tr>
<tr>
<td>Liquidità</td>
<td>5.179</td>
<td>1.335</td>
<td>3.844</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti finanziari a breve termine</td>
<td>694</td>
<td>97</td>
<td>597</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti finanziari per operazioni di factoring</td>
<td>367</td>
<td>205</td>
<td>162</td>
</tr>
<tr>
<td>Quota corrente crediti finanziari a lungo termine</td>
<td>524</td>
<td>1.402</td>
<td>(878)</td>
</tr>
<tr>
<td>Crediti finanziari correnti</td>
<td>1.585</td>
<td>1.704</td>
<td>(119)</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti verso banche</td>
<td>(1.564)</td>
<td>(1.260)</td>
<td>(304)</td>
</tr>
<tr>
<td>Commercial paper</td>
<td>(3.792)</td>
<td>(3.893)</td>
<td>101</td>
</tr>
<tr>
<td>Quota corrente di finanziamenti bancari</td>
<td>(590)</td>
<td>(461)</td>
<td>(129)</td>
</tr>
<tr>
<td>Utilizzi di linee di credito revolving</td>
<td>(14)</td>
<td>(20)</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>Quota corrente debiti per obbligazioni emesse</td>
<td>(2.364)</td>
<td>(2.033)</td>
<td>(331)</td>
</tr>
<tr>
<td>Quota corrente debiti verso altri finanziatori</td>
<td>(156)</td>
<td>(235)</td>
<td>79</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri debiti finanziari correnti</td>
<td>(97)</td>
<td>(112)</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale debiti finanziari correnti</td>
<td>(8.577)</td>
<td>(8.014)</td>
<td>(563)</td>
</tr>
<tr>
<td>Posizione finanziaria corrente netta</td>
<td>(1.813)</td>
<td>(4.975)</td>
<td>3.162</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti verso banche e istituti finanziatori</td>
<td>(29.392)</td>
<td>(28.343)</td>
<td>(1.049)</td>
</tr>
<tr>
<td>Obbligazioni</td>
<td>(20.248)</td>
<td>(22.365)</td>
<td>2.117</td>
</tr>
<tr>
<td>Preference share</td>
<td>(973)</td>
<td>(966)</td>
<td>(7)</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti verso altri finanziatori</td>
<td>(432)</td>
<td>(481)</td>
<td>49</td>
</tr>
<tr>
<td>Posizione finanziaria non corrente</td>
<td>(51.045)</td>
<td>(52.155)</td>
<td>1.110</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione Consob**

|                          | (52.858)      | (57.130)      | 4.272     |
| Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine | 2.891     | 1.339         | 1.552     |
| **INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO** | (49.967) | (55.791)      | 5.824     |

### 28. TFR e altri benefici ai dipendenti – Euro 2.910 milioni

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a “trattamento di fine rapporto” di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell’energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili.

La voce “TFR e altri benefici ai dipendenti” accoglie la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro e altri benefici definiti a lungo termine spettanti ai dipendenti in forza di legge o di contratto, nonché quelli destinati a coprire i benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro.

Nel seguito si evidenzia 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 2008 e al 31 dicembre 2007.
La variazione di perimetro di consolidamento si riferisce per 16 milioni di euro alle società rumene, Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, e per 41 milioni di euro alla società di generazione russa O GK-5, mentre la riclassificazione nelle passività destinate alla vendita è riferibile interamente alla stima attuariale del TFR e dei benefici relativi alla rete di distribuzione del gas.

Si evidenzia inoltre che, con riferimento ai dipendenti di Endesa in Spagna inclusi nell’accordo quadro del 25 ottobre 2000, essi partecipano a un piano pensionistico dedicato a contribuzione definita e a un piano a benefici definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Inoltre, vi sono alcuni obblighi a beneficio dei lavoratori durante il loro pensionamento, connessi principalmente alle forniture di energia elettrica. Al di fuori della Spagna, soprattutto in Brasile, sono in vigore altresì piani pensionistici a benefici definiti.

Le passività riconosciute in bilancio a fine esercizio sono esposte al netto del fair value delle attività, interamente riferibili a Endesa, al servizio dei piani (ove quest’ultimo non sia superiore a quello delle relative passività), pari al 31 dicembre 2008 a 694 milioni di euro, e delle perdite attuariali nette non riconosciute pari a 105 milioni di euro. Il tasso di rendimento atteso utilizzato nella stima dei fair value di tali attività varia dal 3,6% al 12,1% in base al Paese di riferimento e alla natura delle attività a servizio del piano.
Nella seguente tabella è evidenziato l’impatto a Conto economico dei benefici ai dipendenti.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine</th>
<th>Benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Costo normale</td>
<td>21</td>
<td>17</td>
</tr>
<tr>
<td>Oneri finanziari</td>
<td>73</td>
<td>77</td>
</tr>
<tr>
<td>Rendimento atteso delle attività al servizio dei piani</td>
<td>-</td>
<td>(13)</td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamento (utili/perdite attuariali)</td>
<td>(4)</td>
<td>(4)</td>
</tr>
<tr>
<td>Ammortamento costo previdenziale passato</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>(Utili)/Perdite da riduzione e/o estinzione dei piani</td>
<td>(15)</td>
<td>(2)</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>75</td>
<td>75</td>
</tr>
</tbody>
</table>

I costi per benefici ai dipendenti rilevati nel 2008 sono pari a 159 milioni di euro (135 milioni di euro nel 2007), di cui 135 milioni di euro per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari (112 milioni di euro nel 2007) e 24 milioni di euro rilevati tra i costi del personale.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono evidenziate nella seguente tabella.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Italia</th>
<th>Estero</th>
<th>Italia</th>
<th>Estero</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Tasso di attualizzazione</td>
<td>4,8%</td>
<td>4,4% - 12,9%</td>
<td>4,6%</td>
</tr>
<tr>
<td>Tasso di incremento delle retribuzioni (1)</td>
<td>3,5%</td>
<td>2,3% - 9,5%</td>
<td>3,0%</td>
</tr>
<tr>
<td>Tasso di incremento costo spese sanitarie (1)</td>
<td>3,5%</td>
<td>6,0%</td>
<td>3,0%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Dal 2011 in poi il tasso nominale relativo all’incremento delle retribuzioni e del costo delle spese sanitarie per l’Italia è stato ipotizzato pari al 3,0% (1,0% in termini reali).

### 29. Fondi rischi e oneri – Euro 6.922 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Accantonam.</th>
<th>Rilasci</th>
<th>Variazione area di consolidam.</th>
<th>Utilizz e altri movimenti</th>
<th>Riclassifica a &quot;Passività destinate alla vendita&quot;</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>al 31.12.2007</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Fondi contenzioso, rischi e oneri diversi:</td>
<td>2.468</td>
<td>201</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>214</td>
</tr>
<tr>
<td>- decommissioning nucleare</td>
<td>360</td>
<td>39</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>- smantellamento e ripristino impianti</td>
<td>571</td>
<td>191</td>
<td>(20)</td>
<td>-</td>
<td>(85)</td>
</tr>
<tr>
<td>- contenzioso legale</td>
<td>-</td>
<td>10</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>- oneri emissioni CO2</td>
<td>1.547</td>
<td>528</td>
<td>(138)</td>
<td>14</td>
<td>(131)</td>
</tr>
<tr>
<td>- altri</td>
<td>4.946</td>
<td>969</td>
<td>(158)</td>
<td>14</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>4.946</td>
<td>969</td>
<td>(158)</td>
<td>14</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Fondo oneri per incentivi all’esodo</td>
<td>1.516</td>
<td>232</td>
<td>(20)</td>
<td>-</td>
<td>(571)</td>
</tr>
<tr>
<td>TOTALE</td>
<td>6.462</td>
<td>1.201</td>
<td>(178)</td>
<td>14</td>
<td>(570)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

*Fondi contenzioso, rischi e oneri diversi:
- decommissioning nucleare
- smantellamento e ripristino impianti
- contenzioso legale
- oneri emissioni CO2
- altri

*Fondo oneri per incentivi all’esodo

*Fondi rischi e oneri di cui a breve termine
**Fondo per decommissioning nucleare**
Il fondo per “decommissioning nucleare” si riferisce:

> per 2.696 milioni di euro (2.300 milioni di euro al 31 dicembre 2007) agli impianti V1 e V2 a Jaskovske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochove, e include il fondo per smaltimento scorie nucleari per 271 milioni di euro (270 milioni di euro al 31 dicembre 2007), il fondo per smaltimento combustibile nucleare esausto per 1.547 milioni di euro (1.303 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e il fondo smantellamento impianti nucleari per 878 milioni di euro (727 milioni di euro al 31 dicembre 2007); 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 187 milioni di euro (169 milioni di euro al 31 dicembre 2007) 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 spagnolo 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 verbenze giudiziali e da altro contenzioso. Esso include la stima dell’onere a fronte dei contenziosi sorti nell’esercizio, oltre all’aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni.

**Altri fondi rischi e oneri**
Gli “altri” fondi si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio e a contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura.

**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.

**30. Passività finanziarie non correnti – Euro 2.608 milioni**
Al 31 dicembre 2008 la voce accoglie per 1.638 milioni di euro (667 milioni di euro al 31 dicembre 2007) la valutazione a fair value dei contratti derivati di cash flow hedge e fair value hedge e per 970 milioni di euro (1.004 milioni di euro al 31 dicembre 2007) la valutazione al fair value dell’opzione di vendita concessa.
ad Acciona nell’accordo siglato con Enel il 26 marzo 2007. La stima del valore di tale opzione è stata effettuata utilizzando i criteri di valutazione e il modello adottati nei periodi precedenti.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge* e *fair value hedge*.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Nozionale</th>
<th>Fair value</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Derivati cash flow hedge:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tassi</td>
<td>11.569</td>
<td>2.854</td>
</tr>
<tr>
<td>- cambi</td>
<td>2.542</td>
<td>5.083</td>
</tr>
<tr>
<td>- commodity</td>
<td>422</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>14.533</td>
<td>7.937</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Derivati fair value hedge:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tassi</td>
<td>14</td>
<td>312</td>
</tr>
<tr>
<td>- cambi</td>
<td>173</td>
<td>570</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
<td>187</td>
<td>882</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td><strong>14.720</strong></td>
<td><strong>8.819</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le passività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge* sia su tassi di interesse sia su tassi di cambio, risulta al 31 dicembre 2008 pari a 14.533 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 1.628 milioni di euro.


I derivati di *cash flow hedge* su cambi sono relativi essenzialmente all’operazione di copertura della *tranche* di 1,1 miliardi di sterline dell’emissione obbligazionaria che rientra nel programma *Global Medium Term Notes*, effettuata in data 13 giugno 2007. L’incremento del loro *fair value* è determinato dalla svalutazione della sterlina e dal conseguente apprezzamento dell’euro avvenuti in particolar modo nell’ultimo bimestre del 2008.

I derivati su *commodity* si riferiscono sostanzialmente a:
- contratti derivati di *cash flow hedge* su carbone per un *fair value* di 116 milioni di euro;
- *swap* su energia stipulato da Endesa che presenta un *fair value* pari a 2 milioni di euro classificato di *cash flow hedge*. 

I contratti derivati di *cash flow hedge* su tassi di cambio e su commodity non sono più classificati tra le attività finanziarie non correnti ma tra le passività finanziarie non correnti per i loro *fair value* negativi e l’incremento dell’ammontare.

Il valore nozionale dei contratti derivati di *cash flow hedge* su cambi è pari a 1.628 milioni di euro e il corrispondente *fair value* negativo è pari a 1.091 milioni di euro.
31. Altre passività non correnti – Euro 3.431 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>3.373</td>
<td>3.018</td>
<td>355</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre partite</td>
<td>58</td>
<td>315</td>
<td>(257)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>3.431</strong></td>
<td><strong>3.333</strong></td>
<td><strong>98</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

La voce al 31 dicembre 2008 si riferisce essenzialmente ai ricavi per allacciamento della rete di energia elettrica e gas e ai contributi ricevuti a fronte di beni specifici.

Passività correnti

32. Finanziamenti a breve termine – Euro 5.467 milioni

Al 31 dicembre 2008 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 5.467 milioni di euro, registrando un incremento di 182 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007, e sono dettagliati nella tabella che segue:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Valore contabile</th>
<th>Fair value</th>
<th>Valore contabile</th>
<th>Fair value</th>
<th>Valore contabile</th>
<th>Fair value</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Debiti verso banche a breve termine</td>
<td>1.578</td>
<td>1.280</td>
<td>298</td>
<td>1.578</td>
<td>1.280</td>
</tr>
<tr>
<td>Commercial paper</td>
<td>3.792</td>
<td>3.893</td>
<td>(101)</td>
<td>3.792</td>
<td>3.893</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri debiti finanziari a breve termine</td>
<td>97</td>
<td>112</td>
<td>(15)</td>
<td>97</td>
<td>112</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Indebitamento finanziario a breve</strong></td>
<td><strong>5.467</strong></td>
<td><strong>5.285</strong></td>
<td><strong>182</strong></td>
<td><strong>5.467</strong></td>
<td><strong>5.285</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

I debiti finanziari verso banche a breve termine, pari a 1.578 milioni di euro, includono l’utilizzo per 1.000 milioni di euro di linee di credito committed in capo a Enel SpA stipulate nel mese di ottobre 2008. Si evidenzia, inoltre, che nel mese di aprile 2008 è giunta in scadenza e non è stata rinnovata la tranche a 12 mesi della linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro.

I debiti rappresentati da commercial paper si riferiscono alle emissioni in essere a fine 2008 nell’ambito del programma di 4.000 milioni di euro lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International con la garanzia di Enel SpA, nonché ai programmi di Endesa Internacional BV (oggi Endesa Latinoamérica) per un importo di 2.000 milioni di euro e di Endesa Capital SA per un importo di 2.000 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2008 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 3.792 milioni di euro, dei quali 2.425 milioni di euro in capo a Enel Finance International, 1.151 milioni di euro in capo a Endesa Internacional BV, oggi Endesa Latinoamérica (consolidate per 772 milioni di euro) e 887 milioni di euro in capo a Endesa Capital SA (consolidate per 595 milioni di euro). Il valore nozionale delle commercial paper, pari a 3.823 milioni di euro, è denominato in euro (per 3.738 milioni di euro), in sterline (per un controvalore pari a 22 milioni di euro), in dollari statunitensi (per un controvalore pari a 52 milioni di euro), e in franchi svizzeri (per un controvalore pari a 11 milioni di euro). Le emissioni in divise diverse dall’euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di currency swap.

33. Debiti commerciali – Euro 10.600 milioni

La voce, pari a 10.600 milioni di euro, accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse, registrando un incremento di 978 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007.
### 34. Passività finanziarie correnti – Euro 2.959 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Passività finanziarie differite</td>
<td>705</td>
<td>609</td>
<td>96</td>
</tr>
<tr>
<td>Contratti derivati</td>
<td>2.221</td>
<td>930</td>
<td>1.291</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre partite</td>
<td>33</td>
<td>22</td>
<td>11</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>2.959</strong></td>
<td><strong>1.561</strong></td>
<td><strong>1.398</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Nozionale</th>
<th>Fair value</th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Derivati cash flow hedge:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tassi</td>
<td>844</td>
<td>46</td>
<td>3</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>- cambi</td>
<td>171</td>
<td>344</td>
<td>8</td>
<td>52</td>
</tr>
<tr>
<td>- commodity</td>
<td>1.377</td>
<td>1.021</td>
<td>247</td>
<td>38</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>2.392</strong></td>
<td><strong>1.411</strong></td>
<td><strong>258</strong></td>
<td><strong>38</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Derivati fair value hedge:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tassi</td>
<td>270</td>
<td>-</td>
<td>22</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>- cambi</td>
<td>214</td>
<td>33</td>
<td>41</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>484</strong></td>
<td><strong>33</strong></td>
<td><strong>63</strong></td>
<td><strong>4</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Derivati di trading:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>- tassi</td>
<td>1.756</td>
<td>1.911</td>
<td>97</td>
<td>38</td>
</tr>
<tr>
<td>- cambi</td>
<td>1.367</td>
<td>3.739</td>
<td>61</td>
<td>125</td>
</tr>
<tr>
<td>- commodity</td>
<td>6.745</td>
<td>2.390</td>
<td>1.742</td>
<td>673</td>
</tr>
<tr>
<td>- altro</td>
<td>-</td>
<td>30</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>9.868</strong></td>
<td><strong>8.070</strong></td>
<td><strong>1.900</strong></td>
<td><strong>836</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALE</strong></td>
<td><strong>12.744</strong></td>
<td><strong>9.514</strong></td>
<td><strong>2.221</strong></td>
<td><strong>930</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

L’incremento dei derivati di *cash flow hedge* su tassi di interesse riguarda operazioni di copertura con scadenza nei prossimi 12 mesi, che sono state riclassificate dalle passività finanziarie non correnti.

I derivati di *trading* si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati che, pur essendo state poste in essere con l’intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili internazionali per il trattamento in “*hedge accounting*”. La diminuzione dell’ammontare dei derivati su tasso di cambio classificati come di *trading* deriva in prevalenza dalla scadenza nel corso dell’anno delle operazioni preesistenti e dalla stipula di nuove coperture che soddisfano i requisiti per il trattamento di “*cash flow hedge*” e a fine 2008 classificate come “attività correnti”.

I derivati su *commodity* si riferiscono a:
- contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili per un *fair value* di 863 milioni di euro;
- derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 532 milioni di euro;
- operazioni di *trading* su energia e altre *commodity* che presentano un *fair value* di 347 milioni di euro;
- contratti derivati di *cash flow hedge* su carbone per un *fair value* di 219 milioni di euro;
- derivati di *cash flow hedge* su energia che presentano un *fair value* di 25 milioni di euro;
> “Contratti per differenza a due vie” classificati di cash flow hedge per un fair value di 3 milioni di euro.

### 35. Altre passività correnti – Euro 7.198 milioni

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Debiti diversi verso clienti</td>
<td>1.539</td>
<td>1.537</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati</td>
<td>2.655</td>
<td>1.241</td>
<td>1.414</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti verso il personale</td>
<td>379</td>
<td>571</td>
<td>(192)</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti tributari diversi</td>
<td>965</td>
<td>490</td>
<td>475</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti verso istituti di previdenza</td>
<td>178</td>
<td>177</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Altri</td>
<td>1.482</td>
<td>1.279</td>
<td>203</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>7.198</strong></td>
<td><strong>5.295</strong></td>
<td><strong>1.903</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

I “Debiti diversi verso clienti” accolgono depositi cauzionali per 715 milioni di euro (754 milioni di euro al 31 dicembre 2007) 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.

Passività destinate alla vendita

36. Passività destinate alla vendita – Euro 1.791 milioni
La voce include al 31 dicembre 2008 le passività inerenti alle energie rinnovabili detenute da Endesa, le passività relative al ramo di impresa inerente alle linee di distribuzione di energia elettrica ad alta tensione e alla rete di distribuzione del gas.
Nella seguente tabella è esposto il dettaglio delle passività destinate alla vendita, a eccezione della parte acquisita da Enel per il solo fine della rivendita (“Endesa Europa”), il cui valore complessivo al 31 dicembre 2007 era pari a 1.853 milioni di euro.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Finanziamenti a lungo termine</td>
<td>334</td>
<td>119</td>
<td>215</td>
</tr>
<tr>
<td>TFR e altri benefici al personale</td>
<td>24</td>
<td>39</td>
<td>(15)</td>
</tr>
<tr>
<td>Fondi rischi e oneri</td>
<td>24</td>
<td>49</td>
<td>(25)</td>
</tr>
<tr>
<td>Passività per imposte differite</td>
<td>448</td>
<td>277</td>
<td>171</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre passività non correnti</td>
<td>132</td>
<td>229</td>
<td>(97)</td>
</tr>
<tr>
<td>Finanziamenti a breve termine</td>
<td>515</td>
<td>1.241</td>
<td>(726)</td>
</tr>
<tr>
<td>Debiti commerciali</td>
<td>244</td>
<td>349</td>
<td>(105)</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre passività correnti</td>
<td>70</td>
<td>183</td>
<td>(113)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>1.791</strong></td>
<td><strong>2.486</strong></td>
<td><strong>(695)</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>
37. Informativa sulle parti correlate

In quanto principale operatore nel campo della produzione, della distribuzione e del trasporto di energia elettrica in Italia, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato. Nell’attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Elettrici e Gestore del Mercato Elettrico (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 del Mercato Elettrico, 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 del Mercato Elettrico 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 Elettrici 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 del Mercato Elettrico sulla Borsa dell’energia elettrica e vendono energia elettrica all’Acquirente Unico. La società della Divisione Energie Rinnovabili operante in Italia vende energia elettrica al Gestore del Mercato Elettrico 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Milioni di euro</th>
<th>Rapporti patrimoniali</th>
<th>Rapporti economici</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>Crediti</td>
<td>Debiti</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Relativi alle attività destinate a continuare</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Acquirente Unico</td>
</tr>
<tr>
<td>GME</td>
</tr>
<tr>
<td>Terna</td>
</tr>
<tr>
<td>GSE</td>
</tr>
<tr>
<td>Eni</td>
</tr>
<tr>
<td>Poste Italiane</td>
</tr>
<tr>
<td>Altre</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Relativi alle attività destinate alla vendita</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Acquirente Unico</td>
</tr>
<tr>
<td>GME</td>
</tr>
<tr>
<td>Terna</td>
</tr>
<tr>
<td>GSE</td>
</tr>
<tr>
<td>Eni</td>
</tr>
<tr>
<td>Totale</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 31 dicembre 2008 e intrattenuti nel corso dell’esercizio.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Società</th>
<th>Rapporti patrimoniali</th>
<th>Rapporti economici</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>Crediti</td>
<td>Debiti</td>
</tr>
<tr>
<td>CESI</td>
<td>1</td>
<td>21</td>
</tr>
<tr>
<td>LaGeo</td>
<td>13</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Società minori</td>
<td>19</td>
<td>14</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale</strong></td>
<td><strong>33</strong></td>
<td><strong>35</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Si ricorda infine che nell’ambito delle regole di corporate governance, di cui si è dotato il Gruppo Enel e dettagliate nello specifico capitolo del presente bilancio, sono state previste le condizioni per assicurare che 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.

### 38. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogati.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>- fideussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi</td>
<td>1.769</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Impegni assunti verso fornitori per:**

| - acquisti di energia elettrica              | 32.947         |
| - acquisti di combustibili                   | 64.294         |
| - forniture varie                            | 3.175          |
| - appalti                                    | 1.195          |
| - altre tipologie                            | 2.032          |

**Totale** | **103.643**

**TOTALE** | **105.412**

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 1.769 milioni di euro e si riferiscono per 720 milioni di euro agli 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:

- **2009**: 70 milioni di euro;
2010: 60 milioni di euro;
> 2011: 50 milioni di euro;
> 2012: 51 milioni di euro;
> 2013: 52 milioni di euro.

Il cash flow previsionale dei contratti di leasing operativo sottoscritti da Endesa è il seguente:
> 2009: 30 milioni di euro;
> 2010: 27 milioni di euro;
> 2011: 26 milioni di euro;
> 2012 e seguenti: 59 milioni di euro.


Le forniture varie includono, per 388 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.

39. Passività e attività potenziali

Giudizi in materia tariffaria
Enel è parte in una serie di giudizi promossi da alcune imprese ad altissimo consumo di energia elettrica volti a contestare, in tutto o in parte, la legittimità dei provvedimenti con cui il Comitato Interministeriale Prezzi (CIP), prima, e l’Autorità per l’energia elettrica e il gas, dopo, hanno determinato di volta in volta le variazioni alle componenti delle tariffe elettriche. La giurisprudenza sino a ora formatasi si è prevalentemente orientata per il rigetto dei ricorsi proposti. Pertanto, alla luce di tali decisioni pare ragionevole ipotizzare come remota la possibilità di potenziali passività.

Contenzioso in materia ambientale
Il contenzioso in materia ambientale riguarda, principalmente, l’installazione e l’esercizio di impianti elettrici di Enel Distribuzione, succeduta a Enel SpA nei relativi rapporti.
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 siano stati installati nel rispetto della normativa vigente in materia. In alcuni casi sono state avanzate anche richieste di risarcimento dei danni alla salute asseritamente conseguenti all’esposizione ai campi elettromagnetici. L’esito dei giudizi è generalmente favorevole alla società. Si segnala in merito una decisione del febbraio 2008, che ha riconosciuto che il rispetto dei cautelativi limiti di esposizione ai campi elettrici e magnetici previsti dalla normativa vigente assicura, in conformità agli studi più accreditati in materia e alle indicazioni emergenti a livello europeo, 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 recente 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.

Vanno segnalate anche 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, si segnalano due recenti decisioni che hanno confermato che il rispetto della specifica vigente normativa assicura la tutela della salute. Nell’agosto 2008 è stata depositata una sentenza della Corte di Cassazione (relativa a un elettrodotto di trasmissione a 380 kW “Forlì-Fano”, non più di proprietà Enel) la quale, in contrasto con le attuali risultanze scientifiche in materia, ha ritenuto sussistente il nesso causale tra le cefalee lamentate da alcuni soggetti e l’esposizione ai campi elettromagnetici. La situazione relativa al contenzioso si è evoluta grazie al chiarimento del quadro legislativo intervenuto a seguito dell’entrata in vigore della 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 nuova normativa, infatti, ha inteso armonizzare l’intera materia sul territorio nazionale. È previsto, tra l’altro, un programma di dieci anni, a partire dall’entrata in vigore della citata legge n. 36/2001, per il risanamento degli elettrodotti nonché 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 saranno determinati dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas, ai sensi della legge n. 481/95, trattandosi di costi sopportati nell’interesse generale. Si segnala che, allo stato, non è stato 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 della legge n. 36/2001), mentre con decreto del Direttore generale per la salvaguardia ambientale del 29 maggio 2008 del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 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, nel sostenimento di oneri connessi alle modifiche degli impianti e alla temporanea indisponibilità degli impianti stessi. Si tratta di oneri allo stato attuale non oggettivamente determinabili e non compresi quindi in sede di determinazione del “Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi”.

**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, a conclusione di un procedimento penale iniziato nel 2005, ha condannato ex Amministratori e dipendenti di Enel per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alle emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle. La sentenza, provvisoriamente esecutiva, per gli effetti civili ha condannato, fra l’altro, gli imputati ed Enel in solido, 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 però – fin d’ora e a titolo di “provisionale” – circa 2,5 milioni di euro complessivi.

Nei confronti della sentenza del Tribunale di Adria è stato presentato appello sia dalla Società sia dai dipendenti e dagli ex Amministratori della stessa; in caso di conferma della pronuncia del giudice penale, l’eventuale giudizio instaurato in sede civile, da parte dei soggetti interessati, per il risarcimento completo dei danni subiti potrebbe vedere la Società esposta al rischio di esborsi ulteriori, anch’essi a oggi non quantificabili. In caso di accoglimento dell’appello, la Società potrà recuperare in tutto o in parte le somme già corrisposte.

**Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al black-out del 28 settembre 2003**

In relazione al black-out del 28 settembre 2003, sono pervenute, da parte di clienti di Enel Distribuzione, numerose lettere (predisposte, per lo più, in maniera uniforme, secondo i modelli elaborati dalle Associazioni dei consumatori), concernenti la richiesta stragiudiziale di indennizzi automatici/forfettari, sulla base delle Carte del servizio elettrico e delle delibere dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas - AEEG (pari a 25,82 euro ciascuno), nonché di ulteriori danni, per i quali il cliente si riservava la quantificazione ai fini di eventuali azioni giudiziarie. Per quanto attiene alle richieste giudiziali, singolarmente di modesto importo, alla fine del 2008 risultano promossi circa 120.000 giudizi (concentrati essenzialmente nelle Regioni Calabria, Campania e Basilicata) volti a richiedere i citati indennizzi automatici/forfettari. Enel Distribuzione ha contestato tali richieste con le seguenti argomentazioni: in primo luogo, si è precisato che le delibere dell’AEEG, così come le richiamate Carte del servizio elettrico (la cui normativa di riferimento è stata, peraltro, abrogata) non prevedono l’indennizzo automatico/forfettario richiesto per il caso di interruzione della fornitura, come è stato, altresì, puntualizzato dalla stessa AEEG in un suo comunicato stampa. In secondo luogo, si è sostenuto che, nelle modalità e con l’intensità con cui si è verificato, il black-out del 28 settembre 2003 ha rappresentato un evento imprevisto e imprevedibile e che, conseguentemente, non possa configurarsi alcuna responsabilità in capo alle società del Gruppo, essendo le cause riconducibili a eventi di natura eccezionale

**Estensione dell’applicazione dell’imposta comunale sugli immobili (“ICI”)**

Con l’art. 1 quinquies del decreto legge del 31 marzo 2005, n. 44 – “recante disposizioni urgenti in materia di enti locali” – aggiunto in sede di conversione, dalla legge 31 maggio 2005, n. 88, è stato previsto che l’art. 4 della legge catastale, approvata con regio decreto legge del 13 aprile 1939, n. 652, si interpreta, limitatamente alle centrali elettriche “nel senso che i fabbricati e le costruzioni stabili sono costituiti dal suolo e dalle parti a esso strutturalmente connesse, anche in via transitoria, cui possono accedere, mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso”. Si fa notare che la Commissione Tributaria Regionale dell’Emilia Romagna, con Ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13 luglio 2006, aveva rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale dell’art. 1 quinquies citato, ritenendola rilevante e non manifestamente infondata. Il 20 maggio 2008 è stata emessa dalla Corte Costituzionale la sentenza n. 162/2008 che ha ritenuto di considerare prive di fondamento le questioni sollevate dalla CTR dell’Emilia Romagna e ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa, i cui principali effetti per il Gruppo sono quelli di seguito evidenziati:

- rilevanza del valore delle “turbine” nella valutazione catastale degli impianti;
- possibilità, da parte degli Uffici Locali del Territorio, di retificare senza un termine di decadenza le rendite proposte da Enel;
- efficacia delle rettifiche solo a decorrere dalla loro notifica;
- conseguente e probabile limitazione della retroattività degli effetti dell’art. 1 quinquies alle sole centrali attualmente in contenzioso.

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. Si segnala, infine, che nessun criterio valutativo risulta essere stato introdotto sinora per i beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, né in relazione al metodo di valutazione né in relazione alla effettiva individuazione dell’oggetto di valutazione, e la sentenza predetta non sembra fornire alcun indirizzo in merito. Enel Produzione ed Enel Green Power, pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continueranno a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio a queste parti d’impianto, ma hanno comunque provveduto all’adeguamento del Fondo rischi e oneri in misura adeguata a contrastare l’eventuale rischio di totale
soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti. Non hanno però ritenuto di dover effettuare ulteriori accantonamenti che tenessero conto di eventuali effetti retroattivi della norma sulle proposte di rendite sinora non oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio e che comunque per la maggior parte riguarderebbero impianti di minori dimensioni.

Evoluzione delle indagini da parte della Procura di Milano e della Corte dei Conti su ex dirigenti

Nel febbraio 2003 la Procura della Repubblica di Milano ha avviato un procedimento a carico di ex Amministratori e terzi per atti illeciti compiuti in danno della società Enelpower e per pagamenti da parte di fornitori per ottenere l’aggiudicazione di talune commesse. Il 16 gennaio 2008 si è tenuta l’udienza preliminare del procedimento a seguito della quale il Giudice per le indagini preliminari ha sciolto la riserva ammettendo la costituzione di parte civile delle società Enel SpA, Enelpower SpA ed Enel Produzione SpA. La fase della discussione non è ancora terminata e non è stato ancora fissato un calendario per le udienze successive.


Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta

In data 21 marzo 2007 è stata pubblicata la delibera dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEG) n. 66/07 che – al termine di una procedura istruttoria avviata nel 2006 – ha irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per presunta violazione della disposizione di una precedente

**Contenzioso Inepar**

Si è costituito, dinanzi alla Camera di Commercio Arbitrale di Parigi, il collegio arbitrale che dovrà decidere sulla domanda proposta da Inepar Energia SA, Inepar Administração Participações SA, Inepar Indústria e Costruções SA, per la condanna di Enelpower al risarcimento di presunti danni che la stessa avrebbe arretrato alle suddette società brasiliane per aver violato un accordo relativo ad alcuni progetti da realizzare in Brasile. La richiesta di danni, originariamente e genericamente pretesa nella misura di circa 114 milioni di dollari statunitensi, è stata successivamente incrementata e precisata da Inepar Energia e Inepar Indústria Construções chiedendo la condanna di Enelpower al pagamento di 427 milioni di dollari statunitensi (di cui 10 milioni per inadempimento contrattuale e 417 milioni per danni). Enelpower, nel contestare radicalmente le pretese avversarie, ha articolato le proprie difese e ha presentato domanda riconvenzionale per il rimborso delle spese già sostenute in relazione all’accordo e per ottenere il risarcimento del danno all’immagine. I legali incaricati da Enelpower hanno confermato che reputano completamente infondata e non provata la richiesta di risarcimento danni e, quindi, ragionevolmente remota la possibilità che la stessa possa essere accolta, mentre la domanda di condanna proposta dalle società brasiliane per inadempimento contrattuale presenta un margine di rischio. Si è in attesa del lodo arbitrale.

**Contenzioso BEG**

Nel mese di marzo 2009 il Tribunale di Tirana ha dato lettura del dispositivo della sentenza di primo grado del giudizio promosso da Albania BEG Ambient, con il quale veniva chiesta la condanna di Enel ed Enelpower al risarcimento del danno extracostituzionale subito per “azioni e omissioni commesse in mala fede” dalle convenute e per inadempimento di un accordo di collaborazione, stipulato da Enelpower e la controllata italiana della società nel febbraio 2000 e relativo alla costruzione di una centrale elettrica in Albania. La sentenza non è stata depositata e pertanto non se ne conoscono al momento le motivazioni, tuttavia dal dispositivo risulta che il Tribunale di Tirana ha attribuito ad Albania BEG Ambient un
risarcimento per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro, oltre a un risarcimento per danno contrattuale da determinarsi secondo modalità che verranno puntualizzate nella sentenza. La sentenza, non provvisoriamente esecutiva, verrà impugnata entro i termini previsti dalla legge locale e in pendenza d'appello rimane inefficace.

Analogamente, la domanda risarcitoria, quantificata nella misura di circa 120 milioni di euro, era stata già proposta dalla società Albania BEG Ambient, senza successo, in un giudizio innanzi alla Camera Arbitrale di Roma, conclusosi con il rigetto della stessa. Il giudizio per l'impugnazione del lodo è ancora pendente innanzi alla Corte d'Appello di Roma.

Contenzioso Wisco

Contestazione dell’Amministrazione finanziaria a Enel Rete Gas
L’Amministrazione finanziaria ha mosso, in esito a una verifica parziale svolta nel 2007, contestazioni nei confronti di Enel Rete Gas con un processo verbale di constatazione relativamente all’anno di imposta 2004. Tali contestazioni riguardano presunte violazioni sulla inedificabilità di minusvalenze, per complessivi 156 milioni di euro, derivanti dalla dismissione di alcuni impianti e dall’operazione di cessione di una partecipazione a Enel Distribuzione. In particolare, la contestazione su tale ultima operazione nasce dal presupposto che la stessa sarebbe stata posta in essere in assenza di valide ragioni economiche e al solo scopo di consentire il conseguimento di un risparmio d’imposta.

Nel mese di maggio 2008 è pervenuta a Enel Rete Gas la richiesta dell’Agenzia delle Entrate di Milano in ordine ai chiarimenti ex art. 37 bis, comma 4, DPR 600/73 (contraddittorio obbligatorio con il contribuente); le memorie contenenti i chiarimenti richiesti sono stati consegnati da Enel Rete Gas all’Agenzia delle Entrate nel corso del 2008.

Si ritiene che le predette proposte di recupero a tassazione non siano fondate e che, pertanto, l’ipotesi di soccombenza della società in un eventuale contenzioso può essere considerata non probabile.

In particolare, per quanto concerne la pretesa elusività della cessione della partecipazione, si ritiene che sussistano fondate esigenze di carattere economico che hanno portato alla strutturazione della predetta operazione societaria nei termini in cui fu realizzata.
Passività potenziali Gruppo Endesa

Nell’esercizio 2002 EdF International ha avanzato una richiesta di arbitrato alla Corte Internazionale di Arbitrato della Camera di Commercio Internazionale nei confronti di Endesa Internacional (oggi Endesa Latinoamérica), Repsol e YPF; tale richiesta ha per oggetto il pagamento da parte di Endesa di una somma di 256 milioni di dollari statunitensi (maggiorati di interessi) e da parte del Gruppo Repsol-YPF di una somma di 69 milioni di dollari statunitensi (maggiorati di interessi). La richiesta è stata contestata da Endesa Latinoamérica, Repsol e YPF, che hanno presentato altresì una domanda riconvenzionale per un importo di 58 milioni di dollari statunitensi (Endesa Latinoamérica) e 14 milioni di dollari statunitensi (YPF). Il contenzioso si origina dalla vendita al Gruppo francese delle partecipazioni detenute da Endesa Latinoamérica e YPF nelle società argentine Easa ed Edelnor. In data 22 ottobre 2007 il Tribunale interpellato ha condannato Endesa Latinoamérica al pagamento di circa 100 milioni di dollari statunitensi (più interessi); entrambe le parti hanno presentato ricorso avverso tale decisione. Nell’aprile del 2008 Endesa Latinoamérica e YPF hanno ottenuto dalla giustizia ordinaria argentina una risoluzione che sospende gli effetti della richiesta da parte di EdF.

Esistono tre procedimenti giudiziali in corso contro Endesa Distribución Eléctrica, da cui potrebbero risultare probabili alcune obbligazioni (relative a danni e pregiudi derivati da un incendio forestale in Catalogna e a reclami per la mancata costruzione di installazioni elettriche nelle isole Canarie) per complessivi 44 milioni di euro. Inoltre, la “Generalitat de Catalunya” ha comminato una sanzione di 10 milioni di euro alla stessa società a causa degli incidenti nel servizio nella città di Barcellona in data 23 luglio 2007; Endesa Distribución Eléctrica ha presentato ricorso sospendendo temporaneamente gli effetti.

La “Intervención General de la Administración del Estado” ha posto alcune obiezioni circa talune sovvenzioni ricevute da Endesa; se tale orientamento venisse confermato dalle Autorità competenti la società sarebbe costretta a rimborsare i contributi ricevuti, per un ammontare di 37 milioni di euro.

Nonostante la filiale brasiliana di Endesa, Ampla Energía e Servicios SA, in seguito Ampla, sia risultata in una sentenza non soggetta alla “contribuzione per il finanziamento della sicurezza sociale (Cofins)”, imposta calcolata sui ricavi da vendita di energia elettrica, il Governo brasiliano ha esercitato nel 1997 un’azione rescissoria, con l’obiettivo di revisionare la sentenza precedente, per ottenere la somma di 155 milioni di euro al cambio attuale. Inoltre, nel 2005 l’Amministrazione tributaria brasiliana ha notificato ad Ampla una liquidazione tributaria di 207 milioni di euro a seguito di un ricorso circa la non applicabilità dell’esenzione fiscale degli interessi percepiti dai sottoscrittori di una emissione obbligazionaria a tasso fisso effettuata da Ampla nel 1998. In data 6 dicembre 2007 Ampla ha avuto successo nella seconda istanza amministrativa, ma l’Autorità pubblica brasiliana può ancora presentare ricorso presso il “Consejo Superior de Recursos Fiscales”.

Nel 2006 l’Amministrazione tributaria brasiliana ha contestato la classificazione tariffaria e il regime fiscale adottato da Endesa Fortaleza sull’importazione di alcuni beni. Il processo, con una richiesta da parte dell’Amministrazione di 38 milioni di euro al cambio attuale, ha visto prevalere la tesi di Endesa Fortaleza in prima istanza.

Il 30 luglio 2007 Iberdrola ha richiesto a Endesa un indennizzo, per circa 144
milioni di euro, per supposti danni morali e di perdita di prestigio, conseguenti alla sospensione dell’Offerta Pubblica di Acquisto lanciata da Gas Natural e dell’accordo tra Gas Natural e Iberdrola finalizzato alla ripartizione tra le stesse società degli asset eventualmente acquisiti da Endesa.


Il 18 settembre 2008 il Ministero dell’Industria, del Turismo e del Commercio ha emanato una risoluzione con la quale si impegna ad avviare un procedimento disciplinare nei confronti di Endesa Generación, in quanto responsabile del rilascio di particelle radioattive presso la centrale nucleare Asco I. Le violazioni individuate (quattro principali e due minori), definite dalla legge n. 25/1964, prevedono sanzioni complessive per un importo stimato tra i 9 e i 23 milioni di euro.

La Commissione nazionale per l’energia ha avviato procedura di infrazione nei confronti di Endesa Generación per presunte pratiche anticoncorrenziali riguardanti le norme che disciplinano il mercato per la produzione di energia elettrica, avendo essa cessato la produzione nei giorni dal 12 al 17 novembre 2008. L’ammontare massimo della multa è di 6 milioni di euro.

Con riguardo all’imposta su beni immobili per l’anno 2008, l’Amministrazione ha effettuato una nuova valutazione del patrimonio immobiliare con caratteristiche speciali (tra cui centrali di produzione di energia elettrica e porti di proprietà di Endesa Generación). Tali valutazioni sono state esaminate da Endesa Generación e sono state oggetto di ricorso presso le Autorità competenti; i pagamenti finora effettuati ammontano a complessivi 33 milioni di euro, di cui 15 milioni di euro contestati da Endesa.

40. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell’esercizio

Acquisizione del 20% degli impianti di Electricity Supply Board (ESB)

In data 8 gennaio 2009, al termine dell’iter autorizzativo da parte delle autorità regolatorie irlandesi ed europee, si è perfezionata l’acquisizione da parte di Endesa del 20% degli asset di generazione di Electricity Supply Board (ESB) per un corrispettivo di 450 milioni di euro. Gli impianti aggiudicati, per una potenza di 1.068 MW distribuita in quattro centrali in esercizio e 300 MW relativi a due siti in costruzione, costituiscono circa il 16% della capacità totale installata in Irlanda.

Accordo con Acegas-Eps e Tei per la realizzazione di linee elettriche di interconnessione tra Italia e Slovenia

Il 5 febbraio 2009 Acegas-Eps, Enel e Tei hanno siglato l’atto costitutivo della società Adria Link, nella quale i tre soci assumono quote paritarie, con lo scopo di realizzare e gestire infrastrutture elettriche di interconnessione tra l’Italia e la
Slovenia, in linea con le previsioni del cosiddetto Decreto Scajola che, recependo i contenuti del Regolamento Europeo CE 1228/2003, si propone di favorire l’interscambio energetico tra i Paesi comunitari consentendo così efficienze a livello europeo nell’utilizzo delle centrali elettriche e conseguentemente una riduzione dei costi di produzione e di vendita dell’energia. In questo contesto, Adria Link intende sviluppare due progetti di interconnessione che prevedono la costruzione di due elettrodotti in cavo interrato che consentiranno un incremento degli scambi transfrontalieri (Ntc - Net Transfer Capacity) di circa 250 MW, collegando rispettivamente la stazione elettrica di Zaule (Trieste) con la stazione di Dekani in Slovenia e la stazione elettrica di Redipuglia (Gorizia) con la stazione di Vrtojba in Slovenia. Gli investimenti previsti sono pari a circa 31 milioni di euro, parte dei quali destinati alla riduzione degli impatti ambientali e paesaggistici.

**Accordo con Acciona per l’acquisizione del 25,01% di Endesa**

In data 20 febbraio 2009 Enel ha stipulato l’accordo per l’acquisizione della partecipazione del 25,01% posseduta, direttamente e indirettamente, da Acciona in Endesa; con tale ulteriore acquisizione Enel raggiungerà il 92,06% del capitale della principale azienda elettrica spagnola. Il prezzo di acquisto è stato determinato in 11,1 miliardi di euro, in linea con i criteri previsti dal contratto firmato tra Enel e Acciona lo scorso 26 marzo 2007. Tale corrispettivo sarà oggetto di aggiustamento per tenere conto degli interessi che matureranno fino alla data di esecuzione della transazione e dei dividendi che saranno erogati da Endesa ad Acciona. L’accordo, che si è realizzato anche mediante l’esercizio anticipato della put option da parte di Acciona rispetto alla data di decorrenza prevista (marzo 2010), soggetto ad alcune condizioni sospensive, prevede altresì la cessione ad Acciona da parte di Endesa di alcuni asset operativi eolici e idroelettrici, per un prezzo pari a 2,9 miliardi di euro. Nella stessa data il Consiglio di Amministrazione di Endesa ha deliberato in merito alla distribuzione di un dividendo di 6,2 miliardi di euro, di cui la quota Enel (67,05%) sarà di circa 4,2 miliardi di euro, quella di Acciona (25,01%) di circa 1,5 miliardi di euro e quella degli azionisti terzi (7,94%) di circa 0,5 miliardi di euro. Lo stesso Consiglio di Amministrazione ha nel contempo approvato la cessione ad Acciona di alcuni asset in esercizio in Spagna e Portogallo per complessivi 2.105 MW, di cui 1.423 MW rinnovabili e 682 MW idroelettrici convenzionali. Al finanziamento dell’operazione concorre un prestito sindacato di 8 miliardi di euro concordato con un pool di 12 banche con scadenza di una quota, pari a poco meno del 70%, a 5 anni (5,5 miliardi di euro in scadenza nel 2014) e, per la restante parte, a 7 anni (2,5 miliardi di euro in scadenza nel 2016).

Si segnala, infine, che in data 3 marzo 2009 la CNMV, organo di vigilanza della Borsa spagnola, ha comunicato che l’acquisto da parte di Enel tramite la sua controllata Enel Energy Europe dell’ulteriore partecipazione del 25,01% di Endesa detenuta da Acciona, a seguito dell’accordo stipulato tra le parti il 20 febbraio 2009, non comporta alcun obbligo di effettuare un’OPA residuale sulle azioni di Endesa.

**Accordo Enel-EdF per lo sviluppo del nucleare in Italia**

In data 24 febbraio 2009, nel quadro del Protocollo di Intesa italo-francese per la cooperazione energetica, Enel ed EdF hanno firmato un Memorandum of Understanding (MoU) che pone le premesse per un programma di sviluppo congiunto dell’energia nucleare in Italia da parte delle due aziende. In particolare, al termine dell’iter legislativo e tecnico per il ritorno del nucleare in Italia, Enel ed EdF si impegnano a sviluppare, costruire e far entrare in esercizio almeno 4 unità di generazione, avendo come riferimento la tecnologia EPR (European Pressurized water Reactor), il cui primo impianto è in costruzione a Flamanville in Normandia.
e che vede la partecipazione di Enel con una quota del 12,5%. L’obiettivo è di rendere la prima unità italiana operativa sul piano commerciale non oltre il 2020. Con tale MoU, Enel ed EdF si impegnano a costituire una joint venture paritetica che sarà responsabile dello sviluppo degli studi di fattibilità per la realizzazione delle unità di generazione nucleare EPR. Successivamente, completate le attività di studio e prese le necessarie decisioni di investimento, è prevista la costituzione di società ad hoc per la costruzione, proprietà e messa in esercizio di ciascuna unità di generazione nucleare EPR, caratterizzate da:

- partecipazione di maggioranza per Enel nella proprietà degli impianti e nel ritiro di energia;
- leadership di Enel nell’esercizio degli impianti;
- apertura della proprietà anche a terzi, con il mantenimento per Enel ed EdF della maggioranza dei veicoli societari.

L’accordo Enel-EdF ha una durata di 5 anni, con possibilità di estensione. Nella stessa data Enel ha espresso in un secondo MoU la volontà di partecipare all’estensione del precedente accordo sul nucleare a suo tempo raggiunto con EdF per la realizzazione in Francia di altri 5 reattori EPR, a partire da quello che recentemente il Governo francese ha autorizzato nella località di Penly.

**Cessione della rete di distribuzione del gas**

In data 10 marzo 2009, a completamento delle attività di due diligence, il Gruppo ha ricevuto offerte di acquisto che allo stato attuale sono in corso di valutazione. Tali offerte non hanno determinato cambiamenti sulla valutazione delle attività e delle passività destinate alla vendita inerenti alla rete di distribuzione del gas in Italia.

**Aumento di capitale**

In data 11 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di proporre all’Assemblea degli Azionisti l’attribuzione, al Consiglio stesso, della delega, ai sensi dell’art. 2433 cod. civ., ad aumentare il capitale sociale di Enel SpA, entro il 31 dicembre 2009, per un ammontare massimo complessivo di 8 miliardi di euro, mediante emissione di nuove azioni da offrire in opzione a tutti gli azionisti.

L’operazione di aumento di capitale è volta a ridurre il livello di indebitamento e a rafforzare la struttura finanziaria del Gruppo. Il Ministero dell’Economia e delle Finanze, in qualità di azionista, ha già rappresentato l’interesse ad aderire al suddetto aumento di capitale. È stato inoltre già costituito un consorzio di banche che si sono impegnate a sottoscrivere l’intera parte eventualmente rimasta inoptata al termine dell’offerta, fino all’importo massimo complessivo di 5,5 miliardi di euro.

**41. Piani di incentivazione su base azionaria**

Piani di stock option
Con riferimento ai piani di stock option adottati in ambito Enel e ancora in essere al 31 dicembre 2008 si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell’evoluzione nel corso del 2007 e del 2008 dei suddetti piani con le principali assunzioni utilizzate ai fini del calcolo del fair value.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Opzioni assegnate al 31 dicembre 2006</td>
<td>47.624.005</td>
<td>38.527.550</td>
<td>31.790.000</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>117.941.555</td>
</tr>
<tr>
<td>Opzioni esercitate al 31 dicembre 2006</td>
<td>42.226.504</td>
<td>18.472.553</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>60.699.057</td>
</tr>
<tr>
<td>Opzioni decadute al 31 dicembre 2006</td>
<td>3.348.716</td>
<td>1.959.800</td>
<td>286.000</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>5.594.516</td>
</tr>
<tr>
<td>Opzioni esistenti al 31 dicembre 2006</td>
<td>2.048.785</td>
<td>18.095.197</td>
<td>31.504.000</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>51.647.982</td>
</tr>
<tr>
<td>Nuove opzioni assegnate nel 2007</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>27.920.000</td>
<td>-</td>
<td>27.920.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Opzioni esercitate nel 2007</td>
<td>711.212</td>
<td>6.705.062</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>7.416.274</td>
</tr>
<tr>
<td>Opzioni decadute nel 2007</td>
<td>-</td>
<td>105.400</td>
<td>619.000</td>
<td>147.000</td>
<td>-</td>
<td>871.400</td>
</tr>
<tr>
<td>Opzioni esistenti al 31 dicembre 2007</td>
<td>1.337.573</td>
<td>11.284.735</td>
<td>30.885.000</td>
<td>27.773.000</td>
<td>-</td>
<td>71.280.308</td>
</tr>
<tr>
<td>Nuove opzioni assegnate nel 2008</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>8.019.779</td>
<td>8.019.779</td>
</tr>
<tr>
<td>Opzioni esercitate nel 2008</td>
<td>791.550</td>
<td>1.260.200</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>2.051.750</td>
</tr>
<tr>
<td>Opzioni decadute nel 2008</td>
<td>546.023</td>
<td>47.600</td>
<td>30.885.000</td>
<td>613.166</td>
<td>-</td>
<td>32.091.789</td>
</tr>
<tr>
<td>Opzioni esistenti al 31 dicembre 2008</td>
<td>-</td>
<td>9.976.935</td>
<td>-</td>
<td>27.159.834</td>
<td>8.019.779</td>
<td>45.156.548</td>
</tr>
<tr>
<td>Fair value alla data di assegnazione (euro)</td>
<td>0,37</td>
<td>0,18</td>
<td>0,23</td>
<td>0,29</td>
<td>0,17</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Volatilità</td>
<td>28%</td>
<td>17%</td>
<td>14%</td>
<td>13%</td>
<td>21%</td>
<td>-</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Scadenza opzioni


Il Piano 2008 fissa i seguenti due obiettivi di performance di carattere gestionale calcolati su base consolidata, dal cui livello di raggiungimento dipende la determinazione del quantitativo di opzioni effettivamente esercitabili: (i) “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) “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.


Piani di restricted share units
Il Piano RSU, legato anch’esso all’andamento dell’azione Enel, 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.

Tale strumento è rivolto alla generalità del management del Gruppo Enel (ivi

<table>
<thead>
<tr>
<th>Numero di RSU</th>
<th>Piano 2008</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>RSU assegnate nel 2008</td>
<td>1.766.675</td>
</tr>
<tr>
<td>RSU esercitate nel 2008</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>RSU decadute nel 2008</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>RSU esistenti al 31 dicembre 2008</td>
<td>1.766.675</td>
</tr>
<tr>
<td>- di cui esercitabili al 31 dicembre 2008</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Fair value alla data di assegnazione (euro)</td>
<td>3,16</td>
</tr>
<tr>
<td>Fair value al 31 dicembre 2008 (euro)</td>
<td>3,28</td>
</tr>
<tr>
<td>Scadenza restricted share units</td>
<td>Dicembre 2014</td>
</tr>
</tbody>
</table>

In data 31 luglio 2008 il Consiglio di Amministrazione di Enel, in attuazione del mandato ricevuto dall’Assemblea, ha quindi provveduto ad assegnare n. 1.766.675 units in favore di 387 dirigenti del Gruppo Enel; le verifiche di competenza del Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio del Piano RSU sono previste in occasione dell’approvazione dei progetti di bilancio relativi agli esercizi 2009 (quanto al 50% delle units assegnate) e 2010 (quanto al residuo 50% delle units assegnate). Si segnala che nessuna delle indicate 1.766.675 units assegnate è decaduta nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2008.

42. Compensi degli Amministratori, dei Sindaci, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche

I compensi corrisposti agli Amministratori, ai Sindaci, al Direttore Generale e ai Dirigenti con responsabilità strategiche di Enel SpA sono riepilogati nella tabella che segue.

Il prospetto è redatto con riferimento al periodo per cui è stata ricoperta la carica e in base al principio di competenza. I dati relativi ai dirigenti con responsabilità strategiche sono forniti in forma aggregata, secondo quanto indicato nell’art. 78 e nell’allegato 3C della deliberazione Consob n. 11971/1999 (c.d. “Regolamento Emittenti”).

Gli Amministratori e i dirigenti con responsabilità strategiche di Enel SpA per le cariche ricoperte in società controllate rinunciano a qualsiasi forma di compenso. Una descrizione del trattamento economico complessivo riconosciuto ai componenti del Consiglio di Amministrazione, ai membri dei relativi Comitati, nonché al Presidente e all’Amministratore Delegato/Direttore Generale è riportata nella Relazione sulla corporate governance, nell’ambito della seconda sezione di tale documento (sub “Consiglio di Amministrazione - Compensi”).
Compensi degli amministratori, dei sindaci, del direttore generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche

<table>
<thead>
<tr>
<th>Cognome Nome</th>
<th>Carica ricoperta</th>
<th>Periodo per cui è stata ricoperta la carica</th>
<th>Scadenza della carica</th>
<th>Emolumenti carica (euro)</th>
<th>Benefici non monetari (euro)</th>
<th>Bonus e altri incentivi (euro)</th>
<th>Altri compensi (euro)</th>
<th>Totale (euro)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Amministratori cessati</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Taranto Francesco</td>
<td>Consigliere</td>
<td>1/2008-6/2008 approv. bil. 2007</td>
<td></td>
<td>55.416,48</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>55.416,48</td>
</tr>
<tr>
<td>Valsecchi Francesco</td>
<td>Consigliere</td>
<td>1/2008-6/2008 approv. bil. 2007</td>
<td></td>
<td>52.680,53</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>52.680,53</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Amministratori in carica</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Gnudi Piero</td>
<td>Presidente</td>
<td>1/2008-12/2008 approv. bil. 2010</td>
<td></td>
<td>700.000,00</td>
<td>13.348,38 (1)</td>
<td>210.000,00 (2)</td>
<td>-</td>
<td>923.348,38</td>
</tr>
<tr>
<td>Conti Fulvio A.D. e O.G.</td>
<td>Consigliere</td>
<td>1/2008-12/2008 approv. bil. 2010</td>
<td></td>
<td>600.000,00</td>
<td>-</td>
<td>600.000,00 (3)</td>
<td>2.006.308,24 (4)</td>
<td>3.296.308,24</td>
</tr>
<tr>
<td>Codogni Lorenzo</td>
<td>Consigliere</td>
<td>6/2008-12/2008 approv. bil. 2010</td>
<td></td>
<td>64.472,22 (6)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>64.472,22</td>
</tr>
<tr>
<td>Costi Renzo</td>
<td>Consigliere</td>
<td>6/2008-12/2008 approv. bil. 2010</td>
<td></td>
<td>64.471,54</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>64.471,54</td>
</tr>
<tr>
<td>Fantozzi Augusto</td>
<td>Consigliere</td>
<td>1/2008-12/2008 approv. bil. 2010</td>
<td></td>
<td>121.068,75</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>121.068,75</td>
</tr>
<tr>
<td>Napolitano Fernando</td>
<td>Consigliere</td>
<td>1/2008-12/2008 approv. bil. 2010</td>
<td></td>
<td>116.415,97</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>116.415,97</td>
</tr>
<tr>
<td>Toni Gianfranco</td>
<td>Consigliere</td>
<td>1/2008-12/2008 approv. bil. 2010</td>
<td></td>
<td>120.082,97 (7)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>120.082,97</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale emolimenti Amministratori e D.G.</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>2.127.940,73</td>
<td>13.348,38</td>
<td>810.000,00</td>
<td>2.036.308,24</td>
<td>4.987.597,35</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Sindaci in carica</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Fontana Franco</td>
<td>Presidente</td>
<td>1/2008-12/2008 approv. bil. 2009</td>
<td></td>
<td>75.000,00</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>75.000,00</td>
</tr>
<tr>
<td>Conte Carlo</td>
<td>Sindaco effettivo</td>
<td>1/2008-12/2008 approv. bil. 2009</td>
<td></td>
<td>65.000,00 (8)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>65.000,00</td>
</tr>
<tr>
<td>Maricarca Gennaro</td>
<td>Sindaco effettivo</td>
<td>1/2008-12/2008 approv. bil. 2009</td>
<td></td>
<td>65.000,00</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>65.000,00</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Totale compensi Sindaci</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>205.000,00</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>205.000,00</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Dirigenti con responsabilità strategiche (9)</strong></td>
<td>1/2008-12/2008</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>2.322.940,73</td>
<td>13.348,38</td>
<td>810.000,00</td>
<td>13.388.392,73</td>
<td>16.544.681,84</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Polizza assicurativa.
(2) Componente variabile dell’emolumento relativa all’esercizio 2007, deliberata ed erogata nel corso del 2008. Nel corso del 2009 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla eventuale assegnazione della parte variabile dell’emolumento da corrispondere al Presidente per l’esercizio 2008 (per un importo non superiore a euro 560.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.
(3) Componente variabile dell’emolumento relativa all’esercizio 2007, deliberata ed erogata nel corso del 2008. Nel corso del 2009 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla eventuale assegnazione della parte variabile dell’emolumento da corrispondere all’Amministratore Delegato per l’esercizio 2008 (per un importo non superiore a euro 850.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.
(4) Si segnala che tale importo si compone: (i) per euro 702.582,28 della parte fissa dell’emolumento relativo alla carica di Direttore Generale per il 2008; (ii) per euro 700.000,00 della parte variabile dell’emolumento medesimo relativa all’esercizio 2007, deliberata ed erogata nel corso del 2008; (iii) per euro 97.000,00 quale importo attribuito al titolo di gratifica straordinaria una tantum che – in forma differenziata, sulla base degli obiettivi di performance individualmente raggiunti – è stata riconosciuta in favore di tutti i destinatari del Piano di stock option 2005 (in considerazione dei risultati largamente positivi conseguiti dal Gruppo nel periodo, malgrado l’avvenuta decadenza di tale Piano). Al Piano di stock option 2005 l’interessato aveva partecipato nella sua precedente posizione di Direttore della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo all’epoca ricoperta; (iv) per euro 21.530,76 quale importo percepito a seguito dell’esercizio di stock option e della successiva rivendita delle azioni di compenso che risultano essere state assoggettate a tassazione quale reddito di plusvalenza derivante da dismissione di opzioni riconosciuto in concomitanza con l’esercizio delle stesse stock option. Trattasi, a tale ultimo riguardo, di bonus riconosciuto alla generalità dei dirigenti assegnatari di stock option, al momento dell’esercizio delle opzioni loro assegnate, la misura di tali bonus, proporzionale al numero di opzioni esercitate, è correlata alla porzione dei dividendi, distribuiti da Enel dopo l’assegnazione delle stock option e prima dell’esercizio delle stesse da parte dei dirigenti assegnatari, che risulta riconducibile a plusvalenze derivanti da dismissione di asset. Nel corso del 2009 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla eventuale assegnazione della parte variabile dell’emolumento da corrispondere al Direttore Generale per l’esercizio 2008 (per un importo non superiore a euro 900.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.
(5) Emolumento versato al Politecnico di Milano per l’importo di euro 5.615,56 ai sensi della legge n. 662/96 art.1, comma 123.
(7) Emolumento versato al Politecnico di Milano per l’importo di euro 5.615,56 ai sensi della legge n. 662/96 art.1, comma 123.
(9) Nel corso dell’esercizio 2008 hanno ricevuto la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche i Direttori di Funzione di Enel SpA e i Direttori di Divisione, per un totale di 17 posizioni dirigenziali. I compensi di tali dirigenti includono anche (i) le somme percepite a seguito dell’esercizio di stock option e della successiva rivendita delle azioni di compendo che risultano essere state assoggettate a tassazione quale reddito di plusvalenza derivante da dismissione di asset.
Corporate governance
Sezione I: struttura di governance e assetti proprietari

Premessa
Tale sistema di governo societario risulta essenzialmente orientato all’obiettivo della creazione di valore per gli azionisti, 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, nominative, interamente liberate e assistite da diritto di voto sia nelle Assemblee Ordinarie sia in quelle Straordinarie.
Dal mese di novembre 1999 le azioni della Società risultano quotate presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito dalla Borsa Italiana.
anche dopo il perfezionamento della deregistration, continuano comunque a trovare sostanziale applicazione nell’ambito della Società e del Gruppo i controlli interni relativi alla corretta tenuta delle scritture contabili previsti dalla Sezione 404 del Sarbanes-Oxley Act (come meglio specificato nella seconda sezione del documento sub “Sistema di controllo interno - I controlli interni sull’informativa finanziaria”).

**Partecipazioni rilevanti al capitale sociale e patti parasociali**

In base alle risultanze del libro Soci di Enel, alle comunicazioni effettuate alla Consob e alle informazioni a disposizione della Società, al mese di marzo 2009 nessun soggetto – a eccezione del Ministero dell’Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana, in possesso del 21,10% del capitale sociale, e della Cassa Depositi e Prestiti (società per azioni controllata dallo stesso Ministero), in possesso del 10,14% del capitale sociale – risulta partecipare al capitale di Enel in misura superiore al 2%, né si ha conoscenza dell’esistenza di patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza aventi a oggetto le azioni della Società. 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 ha peraltro comunicato di non esercitare su Enel alcuna attività di direzione e coordinamento.

Si segnala che, a decorrere dall’inizio del 2008, il Gruppo Credit Suisse (nel mese di gennaio 2008), Barclays Plc (nel mese di giugno 2008), il Gruppo Assicurazioni Generali (nel mese di giugno 2008), Barclays Global Investors UK Holdings Ltd (nel periodo da gennaio 2008 a gennaio 2009) e UBS Ag (nel mese di giugno 2008) sono risultati temporaneamente in possesso di una partecipazione di poco superiore al 2% del capitale della 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
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 per le società con azioni quotate rispetto a quanto disposto al riguardo dal codice civile. In tale contesto è disciplinata anche la raccolta delle deleghe di voto a opera delle associazioni di azionisti, ivi incluse quelle che riuniscono azionisti dipendenti. In particolare, a norma del Testo Unico della Finanza, gli associati hanno la facoltà di rilasciare le deleghe di voto ai rappresentanti legali dell’associazione di cui fanno parte. Le deleghe devono essere sottoscritte dal delegante, sono revocabili e possono essere conferite soltanto per singole Assemblee già convocate, con effetto per le eventuali convocazioni successive; esse non possono essere rilasciate in bianco e indicano la data, il nome del delegato e le istruzioni di voto. Le deleghe possono essere conferite anche solo per alcune delle proposte di voto indicate nel modulo di delega. Le azioni per le quali sono state conferite le deleghe, anche parziali, sono computate ai fini della regolare costituzione dell’Assemblea.

L’associazione vota, anche in modo divergente, in conformità con le indicazioni espresse da ciascun associato nel modulo di delega.


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 dell’Economia e delle Finanze) alcuni “poteri speciali”, esercitabili a prescindere dalla quantità di azioni Enel possedute dallo stesso Ministero.
Per quanto riguarda le norme applicabili alle modificazioni dello statuto, l’Assemblea straordinaria delibera al riguardo con le maggioranze previste dalla legge. Come consentito dalla legge, lo statuto della società attribuisce tuttavia alla competenza del Consiglio di Amministrazione le deliberazioni aventi a oggetto:
> la fusione per incorporazione di società possedute interamente ovvero almeno al 90%, nonché l’ipotesi di scissione corrispondente a tale ultima fattispecie;
> l’istituzione o la soppressione di sedi secondarie;
> l’indicazione di quali tra gli Amministratori hanno la rappresentanza della Società;
> la riduzione del capitale sociale in caso di recesso di uno o più soci;
> l’adeguamento dello statuto a disposizioni normative;
> il trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale.
Si ricorda inoltre che lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell’Economia e delle Finanze) il “potere speciale” di veto all’adozione di alcune deliberazioni suscettibili di avere rilevante impatto sulla Società e di comportare al contempo una modificazione del relativo statuto, indicate in dettaglio nel paragrafo “Poteri speciali dello Stato italiano” di cui sopra.

**Deleghe ad aumentare il capitale sociale e autorizzazioni all’acquisto di azioni proprie**

Al mese di marzo 2009 risultano pendentì n. 3 deleghe al Consiglio di Amministrazione ad aumentare il capitale sociale a servizio di piani di stock option rivolti alla dirigenza della Società e del Gruppo, con conseguente esclusione del diritto di opzione dei soci.

In particolare, nel mese di maggio 2006 l’Assemblea straordinaria ha delegato 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 31.790.000 a servizio del piano di stock option per l’anno 2006, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria. Si segnala, peraltro, che nel mese di marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha accertato il mancato raggiungimento di uno degli obiettivi cui era subordinato l’esercizio delle stock option assegnate con il Piano 2006, il che ha comportato la caducazione delle opzioni in questione e dell’aumento di capitale a servizio delle medesime.

Nel mese di maggio 2007 l’Assemblea straordinaria ha quindi delegato 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 27.920.000 a servizio del piano di stock option per l’anno 2007, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria.

Nel mese di giugno 2008 l’Assemblea straordinaria ha inoltre delegato 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.

Le deleghe relative ai piani di stock option per il 2007 e per il 2008 sono tuttora in essere e il loro importo aggregato è suscettibile di comportare una diluizione massima del capitale sociale pari allo 0,61% del suo ammontare registrato all’inizio del mese di marzo 2009.

Si segnala, per completezza, che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi alla fine del 2008 per effetto dell’esercizio delle stock option assegnate con i piani precedenti a quelli sopra indicati era pari all’1,99%.

Al mese di marzo 2009 non esistono autorizzazioni in favore del Consiglio di
Amministrazione a emettere strumenti finanziari partecipativi né all’acquisto di azioni proprie della Società.

Clausole di change of control

A) Il Contratto Enel-Acciona


Il Contratto Enel-Acciona prevede che, in caso di mutamento degli assetti di controllo di taluna delle società stipulanti che risulti rilevante in base ai criteri stabiliti dalla Sezione 4 della legge spagnola in materia di mercato mobiliare (Ley del Mercado de Valores), le altre parti abbiano la facoltà di richiedere la divisione delle attività di Endesa in base alla procedura disciplinata dallo stesso Contratto. I contraenti hanno tuttavia espressamente convenuto al riguardo che l’eventuale privatizzazione, totale o parziale, di Enel non rappresenti un mutamento dei relativi assetti di controllo idoneo a far sorgere in capo alle altre parti la facoltà di richiedere la divisione delle attività di Endesa.

B) Il Credit Agreement finalizzato all’acquisto di azioni Endesa

Nel mese di aprile 2007, al fine di finanziare l’acquisto di azioni di Endesa nell’ambito dell’offerta pubblica indicata al paragrafo A) che precede, Enel e la controllata Enel Finance International SA hanno stipulato un syndicated term and guarantee facility agreement (nel prosieguo, per brevità, il “Credit Agreement”) con un pool di banche per un importo complessivo di 35 miliardi di euro. A seguito dei rimborsi effettuati, l’importo residuo del Credit Agreement al mese di febbraio 2009 risulta di 18,7 miliardi di euro. Nel mese di febbraio 2009 Enel ha negoziato con un pool di 12 banche una estensione del Credit Agreement per un importo di ulteriori 8 miliardi di euro, per finanziare l’acquisto da parte della stessa Enel e/o della controllata Enel Energy Europe del 25,01% del capitale di Endesa posseduto da Acciona e Finanzas Dos.

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 conferiscono (anche tramite operazioni di fusione societaria) una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni, in modo tale che l’affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo stesso ne risulti compromessa significativamente a giudizio del pool di banche.

In particolare, al verificarsi di una delle indicate ipotesi di change of control:

- ciascuna banca appartenente al pool potrà proporre di rinegoziare i termini e le condizioni del Credit Agreement, ovvero comunicare la propria intenzione di recedere dal contratto;
- Enel e la controllata Enel Finance International potranno decidere di rimborsare
anticipatamente le somme ricevute e di cancellare senza penalità l’intero impegno finanziario assunto da ciascuna banca appartenente al pool (i) con cui la rinegoziazione dei termini e delle condizioni del Credit Agreement non abbia avuto successo ovvero (ii) che abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto;

> ciascuna delle banche da ultimo indicate appartenenti al pool potrà richiedere il rimborso anticipato delle somme erogate e la cancellazione dell’intero impegno finanziario da essa assunto;

> nel caso in cui nessuna delle banche appartenenti al pool abbia proposto di rinegoziare i termini e le condizioni del Credit Agreement, né abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto, il Credit Agreement conserva piena efficacia secondo i termini e le condizioni originariamente pattuite.

**C) Il revolving credit facility agreement**

Nel mese di novembre 2005, al fine di soddisfare generali esigenze di tesoreria, Enel ha stipulato un revolving credit facility agreement con un pool di banche per un importo complessivo di 5 miliardi di euro.

Tale contratto contempla una disciplina delle ipotesi di change of control e dei relativi effetti sostanzialmente analoga a quella del Credit Agreement descritta nel paragrafo b) che precede.

**D) Il finanziamento BEI a Enel Produzione**

Nel mese di giugno 2007, al fine di sviluppare i propri investimenti nel settore delle energie rinnovabili e della tutela ambientale, la controllata Enel Produzione SpA ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti (nel prosieguo, per brevità, BEI) un contratto di finanziamento per un importo fino a 450 milioni di euro, avente scadenza nel luglio 2027.

Tale contratto prevede che tanto Enel Produzione 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 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, la stessa BEI ha facoltà di risolvere unilateralmente il contratto di finanziamento in questione.

**E) I finanziamenti BEI a Enel Distribuzione**

Nel mese di dicembre 2003, al fine di sviluppare il piano di installazione dei contatori digitali, la controllata Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la BEI un contratto di finanziamento per un importo di 500 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2018.

Successivamente, nel mese di novembre 2006, al fine di sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di sua proprietà, la stessa Enel Distribuzione ha stipulato con la BEI un ulteriore contratto di finanziamento per un importo di 600 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2026.

A entrambi i contratti in questione accede un contratto di garanzia (non ancora efficace al mese di febbraio 2009) stipulato tra la BEI ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante dei finanziamenti sopra indicati, ha l’obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti del proprio assetto di controllo.

A seguito di tale comunicazione la BEI provvederà a valutare la situazione venutasi a determinare, ai fini di un eventuale mutamento delle condizioni che regolano gli indicati finanziamenti erogati a Enel Distribuzione.
Indennità degli Amministratori in caso di dimissioni, licenziamento o cessazione del rapporto 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 dimissioni o di licenziamento senza giusta causa.
In particolare, è previsto che al Presidente e all’Amministratore Delegato di Enel sia corrisposta, per l’ipotesi di dimissioni motivate dalla carica ovvero di revoca senza giusta causa, un’indennità pari:
> nel caso del Presidente, all’ammontare complessivo dell’emolumento fisso e variabile che avrebbe percepito fino alla scadenza del mandato (assumendo, per la parte variabile, la media dei compensi percepiti negli ultimi due anni ovvero, in mancanza, il 50% dell’importo massimo previsto);
> nel caso dell’Amministratore Delegato (e Direttore Generale), all’ammontare complessivo degli emolumenti fissi e variabili (assumendo, per la parte variabile degli stessi, la media dei compensi percepiti negli ultimi due anni ovvero, in mancanza, il 50% dell’importo massimo previsto) che avrebbe percepito come Amministratore Delegato e come Direttore Generale fino alla scadenza dei relativi rapporti.

In aggiunta a quanto sopra, è previsto che al Direttore Generale sia corrisposta, al momento della cessazione del rapporto di lavoro dirigenziale (conseguita alla estinzione del rapporto di amministrazione, intervenuta anche in via anticipata per effetto di dimissioni motivate dalla carica ovvero di revoca senza giusta causa), un’indennità corrispondente a tre annualità (i) dell’emolumento fisso percepito in tale qualità nonché (ii) del 50% dell’emolumento variabile percepito nella medesima qualità, per un importo complessivo di 3.675.000 euro. La percezione di tale indennità assorbe l’indennità sostitutiva del preavviso e comporta la rinuncia da parte dell’interessato a eventuali richieste formulabili in base al contratto collettivo nazionale di lavoro per i dirigenti di aziende industriali.
Si segnala che 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.
Una descrizione del trattamento economico complessivo riconosciuto ai componenti il Consiglio di Amministrazione, ai membri dei relativi Comitati, nonché al Presidente e all’Amministratore Delegato è riportata nella seconda sezione del documento (sub “Consiglio di Amministrazione - Compensi”).

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 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 controllare l’adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società e (iii) a verificare le modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina;
> dell’Assemblea dei soci, competente a deliberare tra l’altro – in sede ordinaria o straordinaria – in merito (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità, (ii) all’approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili,
(iii) all’acquisto e alla alienazione delle azioni proprie, (iv) ai piani di azionariato, 
(v) alle modificazioni dello statuto sociale, (vi) all’emissione di obbligazioni 
convertibili.

L’attività di revisione contabile risulta affidata a una società specializzata iscritta 
all’albo Consob, appositamente nominata dall’Assemblea dei soci su proposta 
motivata del Collegio Sindacale.
Sezione II: attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e ulteriori informazioni

Consiglio di Amministrazione

Ruolo e funzioni
Il Consiglio di Amministrazione della Società riveste un ruolo centrale nell’ambito dell’organizzazione aziendale e a esso fanno capo le funzioni e la responsabilità degli indirizzi strategici e organizzativi, nonché la verifica dell’esistenza dei controlli necessari per monitorare l’andamento della Società e del Gruppo. Tenuto conto del proprio ruolo, il Consiglio di Amministrazione si riunisce con regolare cadenza e si organizza e opera in modo da garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni.

In tale contesto, il Consiglio di Amministrazione, in base a quanto stabilito dalla legge e a quanto previsto da proprie specifiche deliberazioni (e, in particolare, da quella da ultimo adottata nel giugno 2008):

> definisce il sistema di corporate governance nell’ambito della Società e del Gruppo e provvede alla costituzione e alla individuazione delle attribuzioni dei Comitati interni al Consiglio, di cui nomina i componenti;

> attribuisce e revoca le deleghe all’Amministratore Delegato, definendone contenuto, limiti ed eventuali modalità di esercizio. In base alle deleghe vigenti l’Amministratore Delegato è investito dei più ampi poteri per l’amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto sociale ovvero riservati al Consiglio di Amministrazione in base alle deliberazioni di quest’ultimo organo e qui di seguito descritti;

> riceve, al pari del collegio sindacale, una costante ed esauriente informativa dall’Amministratore Delegato circa l’attività svolta nell’esercizio delle deleghe, 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 stesso 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;

> valuta, sulla base delle analisi e delle proposte formulate dall’apposito Comitato, i criteri adottati per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo e delibera in merito all’adozione dei piani di incentivazione azionaria indirizzati al management da sottoporre all’approvazione dell’Assemblea;

> valuta l’adeguatezza dell’assetto organizzativo, amministrativo e contabile generale della Società e del Gruppo e delibera sulle modifiche dell’assetto organizzativo proposte dall’Amministratore Delegato;

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

> esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo. Sotto tale profilo, il vigente assetto dei poteri in ambito aziendale
prevede, in particolare, che il Consiglio di Amministrazione deliberi circa l’approvazione:
- del budget annuale e del piano pluriennale (che riportano in forma aggregata anche i budget annuali e i piani pluriennali delle società del Gruppo);
- degli accordi di carattere strategico, determinando inoltre – su proposta dell’Amministratore Delegato e sentito il Presidente – gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo;

> esamina e approva preventivamente le operazioni della Società e del Gruppo aventi un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario, specie se effettuate con parti correlate o altrimenti caratterizzate da un potenziale conflitto di interessi.

In particolare, tutte le operazioni finanziarie di rilevante entità (per tali intendendosi l’assunzione di finanziamenti di valore superiore a 50 milioni di euro nonché l’erogazione di finanziamenti e il rilascio di garanzie in favore di terzi di importo superiore a 25 milioni di euro) sono preventivamente approvate – se di competenza della Società – ovvero valutate – se relative a società del Gruppo – dal Consiglio di Amministrazione.

Inoltre, le acquisizioni e le alienazioni di partecipazioni societarie di valore superiore a 25 milioni di euro sono preventivamente approvate – se effettuate direttamente dalla Capogruppo – ovvero valutate – se di competenza delle società del Gruppo – dallo stesso Consiglio di Amministrazione; quest’ultimo approva infine le convenzioni (con ministeri, enti locali ecc.) che comportano impegni di spesa superiori a 25 milioni di euro;

> dispone circa l’esercizio del diritto di voto da esprimere nelle Assemblee delle principali società controllate dalla Capogruppo 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 verificando periodicamente il conseguimento dei risultati programmati;

> formula le proposte da sottoporre all’Assemblea dei soci e riferisce in Assemblea sull’attività svolta e programmata, adoperandosi per assicurare agli azionisti un’adeguata informativa sugli elementi necessari perché essi possano concorrere consapevolmente alle decisioni di competenza assembleare.

Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica

Secondo le previsioni dello statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione si compone da tre a nove membri, nominati dall’Assemblea ordinaria dei soci (che ne determina il numero entro tali limiti) per un periodo non superiore a tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato. A essi può aggiungersi un Amministratore senza diritto di voto, la cui eventuale nomina è riservata allo Stato italiano in forza della normativa in materia di privatizzazioni e di una specifica previsione statutaria (secondo quanto in precedenza indicato); finora tale potere di nomina non risulta essere stato esercitato dallo Stato italiano.

In base alla legislazione vigente, gli Amministratori devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità previsti (i) per gli esponenti aziendali di intermediari finanziari, nonché (ii) per i Sindaci di società con azioni quote.

Lo statuto prevede inoltre, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni e in conformità anche alle integrazioni apportate alla fine del 2005 al Testo Unico della Finanza, che la nomina dell’intero Consiglio di Amministrazione
abbia luogo secondo il meccanismo del “voto di lista”, finalizzato a garantire una presenza nell’organo di gestione di componenti designati dalle minoranze azionarie in misura pari ai tre decimi degli Amministratori da eleggere con arrotondamento, in caso di numero frazionario inferiore all’unità, 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.

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, rappresentino almeno l’1% del capitale. Le liste devono essere depositate presso la sede sociale e pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale con un congruo anticipo rispetto alla data dell’Assemblea – il termine previsto è di 20 giorni se la lista è presentata dal Consiglio di Amministrazione uscente e di 10 giorni se le liste sono presentate dagli azionisti – garantendo in tal modo una procedura trasparente per la nomina del Consiglio di Amministrazione; si segnala al riguardo che, in occasione del rinnovo del Consiglio di Amministrazione occorso nel giugno 2008, si è provveduto a invitare gli azionisti a procedere al deposito delle liste almeno 15 giorni prima della data dell’Assemblea, nel rispetto di quanto indicato nel Codice di Autodisciplina e in base a uno specifico richiamo contenuto nell’avviso di convocazione dell’Assemblea.

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, lo 0,5% del capitale sociale).

Per la nomina di Amministratori che per qualsiasi ragione non vengono eletti secondo il procedimento del “voto di lista”, l’Assemblea delibera con le maggioranze di legge e in modo da assicurare comunque la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (vale a dire almeno un Amministratore se il Consiglio è composto da non più di sette membri, ovvero due Amministratori se il Consiglio è composto da più di sette membri).

La sostituzione degli Amministratori è regolata dalle disposizioni di legge. A integrazione di quanto stabilito da queste ultime, lo statuto dispone che:

> se uno o più degli Amministratori cessati erano stati tratti da una lista contenente anche nominativi di candidati non eletti, la sostituzione viene effettuata nominando, secondo l’ordine progressivo, persone tratte dalla lista cui apparteneva l’Amministratore venuto meno e che siano tuttora eleggibili e disposte ad accettare la carica;

> in ogni caso la sostituzione dei Consiglieri cessati viene effettuata da parte del Consiglio di Amministrazione assicurando la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge;

> 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 confermato (nel mese di dicembre 2006) di poter soppressedere alla costituzione al proprio interno di un apposito Comitato per le proposte di nomina, non essendosi finora riscontrate situazioni di difficoltà da parte degli azionisti nel predisporre adeguate candidature, tali da consentire una composizione del Consiglio di Amministrazione rispettosa di quanto stabilito dalla legge e allineata a quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina.


Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell’Economia e delle Finanze (all’epoca titolare del 21,10% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 15 investitori istituzionali (all’epoca titolari complessivamente dell’1,02% del capitale della Società).

> **Piero Gnudi, 70 anni, Presidente (indicato nella lista presentata dal Ministero dell’Economia e delle Finanze).**

> **Fulvio Conti, 61 anni, Amministratore Delegato e Direttore Generale (indicato nella lista presentata dal Ministero dell’Economia e delle Finanze).**

> Giulio Ballio, 69 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).


> Lorenzo Codogno, 49 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell’Economia e delle Finanze).


> Renzo Costi, 72 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).


> Augusto Fantozzi, 68 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).


> Alessandro Luciano, 57 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell’Economia e delle Finanze).

Laureato in giurisprudenza, ha conseguito un master in economia e finanza a Londra. Avvocato, ha iniziato la propria attività nel 1974, dedicandosi alla consulenza in diritto valutario per conto di primari istituti bancari italiani ed esteri e svolgendo attività di patrocinante in Commissione Valutaria presso il Ministero del Tesoro.

> **Fernando Napolitano, 44 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell’Economia e delle Finanze).**


> **Gianfranco Tosi, 61 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,

Gli Amministratori sono consapevoli dei compiti e delle responsabilità inerenti alla carica ricoperta; essi sono tenuti costantemente informati dalle competenti funzioni aziendali sulle principali novità legislative e regolamentari concernenti la Società e l’esercizio delle proprie funzioni, prendendo inoltre parte a iniziative volte ad accrescere la conoscenza della realtà e delle dinamiche aziendali, così da poter svolgere ancor più efficacemente il loro ruolo.

Gli Amministratori svolgono i propri compiti con conoscenza di causa e in autonomia, perseguendo l’obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

Compensi
Il compenso dei componenti il Consiglio di Amministrazione è determinato dall’Assemblea dei soci; quello aggiuntivo per i componenti dei Comitati con funzioni consultive e propositive costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione è fissato dal Consiglio medesimo, sentito il parere del Collegio Sindacale; il trattamento economico complessivo spettante al Presidente e all’Amministratore Delegato è anch’esso individuato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale.

In particolare, con riferimento al Consiglio di Amministrazione attualmente in carica, nel mese di giugno 2008 l’Assemblea ordinaria ha confermato in 85.000 euro lordi annui il compenso spettante a ciascun Consigliere di Amministrazione, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento del relativo ufficio.

Nel mese di giugno 2008 il Consiglio di Amministrazione, sentito il parere del Collegio Sindacale, ha confermato il compenso aggiuntivo da riconoscere agli Amministratori non esecutivi per la loro partecipazione al Comitato per le remunerazioni e al Comitato per il controllo interno. Per i coordinatori di tali Comitati il compenso risulta pari a 35.000 euro lordi annui, mentre per gli altri componenti il compenso ammonta a 30.000 euro lordi annui. È inoltre previsto per tutti i componenti un gettone di presenza pari a 250 euro lordi a seduta.

Nel mese di ottobre 2008 il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale, ha determinato il trattamento economico complessivo spettante al Presidente e all’Amministratore Delegato/Direttore Generale. Tale trattamento, le cui caratteristiche sono appresso descritte, è stato individuato a seguito di un’attenta analisi svolta con il supporto di un qualificato consulente esterno, nella quale si è tenuto conto del trattamento riservato a posizioni analoghe a quelle degli interessati (anche con riferimento al contesto internazionale).

In particolare, al Presidente spetta un emolumento fisso pari a 700.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 560.000 euro lordi annui. L’emolumento variabile risulta collegato al raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale e definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni. L’emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso base di 85.000 euro lordi
annui fissato dall’Assemblea per ciascun Consigliere di Amministrazione, nonché il compenso eventualmente spettante al Presidente per la partecipazione a Consigli di Amministrazione di società controllate o partecipate da Enel, che forma pertanto oggetto di rinuncia da parte dell’interessato ovvero di riversamento a Enel.
In favore del Presidente sono state stipulate da parte di Enel alcune polizze assicurative connesse all’espletamento dell’incarico (per i casi di morte, invalidità permanente, infortunio e malattia professionale) e alla cessazione dell’incarico stesso (al fine di assicurare il trattamento di fine mandato).
Al Presidente spetta infine un’indennità per il caso di dimissioni motivate o di revoca senza giusta causa, le cui caratteristiche sono descritte nella prima sezione del documento (sub “Assetti proprietari - Indennità degli Amministratori in caso di dimissioni, licenziamento o cessazione del rapporto a seguito di un’Offerta Pubblica di Acquisto”).

All’Amministratore Delegato/Direttore Generale spetta, per quanto concerne la qualità di Amministratore Delegato, un emolumento fisso pari a 600.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 900.000 euro lordi annui. L’emolumento variabile viene corrisposto in funzione del raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale, definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni.
L’emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso base di 85.000 euro lordi annui fissato dall’Assemblea per ciascun Consigliere di Amministrazione.
All’Amministratore Delegato/Direttore Generale spetta inoltre, per quanto concerne la qualità di Direttore Generale, un emolumento fisso pari a 700.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 1.050.000 euro lordi annui. Anche in tal caso l’emolumento variabile viene corrisposto in funzione del raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale, definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni. L’emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso eventualmente spettante per la partecipazione a Consigli di Amministrazione di società controllate o partecipate da Enel, che forma pertanto oggetto di rinuncia da parte dell’interessato ovvero di riversamento a Enel. Il rapporto di lavoro dirigenziale del Direttore Generale permane per tutta la durata del rapporto di amministrazione e si estingue contestualmente alla cessazione di quest’ultimo.
L’Amministratore Delegato/Direttore Generale risulta, nella qualità di Direttore Generale, tra i destinatari dei piani di incentivazione a lungo termine (stock option e, più di recente, restricted share units) indirizzati alla dirigenza della Società e del Gruppo.
In favore dell’Amministratore Delegato/Direttore Generale Enel provvede a garantire un’indennità per il caso di morte e di invalidità permanente durante lo svolgimento del mandato, e ha stipulato polizze assicurative per assicurare il trattamento di fine mandato.
L’Amministratore Delegato/Direttore Generale ha assunto l’impegno, a fronte del versamento di un corrispettivo, di non svolgere per il periodo di un anno a decorrere dalla cessazione del rapporto di amministrazione, in proprio e direttamente, in tutto il territorio dell’Unione Europea, alcuna attività che possa trovarsi in concorrenza con quelle svolte da Enel.
Si segnala infine che all’interessato spetta, (i) nella qualità di Amministratore Delegato, un’indennità per il caso di dimissioni motivate o di revoca senza giusta causa e, (ii) nella qualità di Direttore Generale, un’indennità al momento della cessazione del rapporto di lavoro dirigenziale (conseguinte alla estinzione del rapporto di amministrazione). Le caratteristiche di tali indennità sono descritte...
nella prima sezione del documento (sub “Assetti proprietari - Indennità degli Amministratori in caso di dimissioni, licenziamento o cessazione del rapporto a seguito di un’Offerta Pubblica di Acquisto”).

**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) 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 gli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo delle seguenti tipologie di società:

a) società con azioni quotate in mercati regolamentati, anche esteri;

b) società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che operano nei settori assicurativo, bancario, dell’intermediazione mobiliare, del risparmio gestito o finanziario (limitatamente, a tale ultimo riguardo, alle società finanziarie soggette a vigilanza prudenziale della Banca d’Italia e iscritte nell’elenco speciale di cui all’art. 107 del Testo Unico Bancario);

c) altre società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che, pur operando in settori diversi da quelli indicati alla precedente lettera b), abbiano un attivo patrimoniale superiore a 1 miliardo di euro ovvero 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, nonché alle verifiche compiute dal Consiglio di Amministrazione nel mese di febbraio 2009, è emerso 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 2008 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 17 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 2009, sono state programmate 19 adunanze consiliari, di cui 5 già tenute.
Le attività del Consiglio di Amministrazione vengono coordinate dal Presidente. Quest’ultimo convoca le riunioni consiliari, ne fissa l’ordine del giorno e guida il relativo svolgimento, assicurandosi che ai Consiglieri siano tempestivamente fornite – fatti salvi i casi di necessità e urgenza – la documentazione e le informazioni necessarie affinché il Consiglio possa esprimersi consapevolmente sulle materie sottoposte al suo esame. Egli verifica inoltre l’attuazione delle deliberazioni consiliari, presiede l’Assemblea e – al pari dell’Amministratore Delegato – ha poteri di rappresentanza legale della Società. In sostanza il Presidente ha quindi un ruolo di impulso e di vigilanza sul funzionamento del Consiglio di Amministrazione, nell’ambito di quei poteri fiduciari che ne fanno il garante, nei confronti di tutti gli azionisti, della legalità e della trasparenza dell’attività sociale.

Oltre ai poteri previsti dalla legge e dallo statuto per quanto concerne il funzionamento degli organi sociali (Assemblea e Consiglio di Amministrazione) e la legale rappresentanza della Società, al Presidente competono altresì – da ultimo in base a deliberazione consiliare del giugno 2008 – 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 auditing d’accordo con l’Amministratore Delegato, restando la funzione aziendale internal auditing alle dipendenze di quest’ultimo. A tale riguardo è comunque previsto che le decisioni in merito alla nomina e alla revoca del responsabile e della prima linea dirigenziale di tale funzione aziendale vengano assunte dal Presidente e dall’Amministratore Delegato congiuntamente.

Il Presidente intrattiene infine rapporti con organi istituzionali e autorità, d’intesa e in coordinamento con l’Amministratore Delegato.

Valutazione del funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati

Nel corso dell’ultimo trimestre dell’esercizio 2008 il Consiglio di Amministrazione, con l’assistenza di una società specializzata nel settore (diversa da quella cui aveva fatto ricorso nelle precedenti occasioni), ha effettuato – e completato nel mese di febbraio 2009 – 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 ha seguito ad analoghe iniziative assunte dal Consiglio di Amministrazione nel corso degli esercizi 2004, 2006 e 2007.

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, si è concentrata ancora una volta sui profili più qualificanti concernenti il Consiglio di Amministrazione, quali: (i) la struttura, la composizione, il ruolo e le responsabilità di tale organo; (ii) lo svolgimento delle riunioni consiliari, i relativi flussi informativi e i processi decisionali adottati; (iii) la composizione e il funzionamento dei Comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione; (iv) le strategie perseguite e gli obiettivi di performance fissati; (v) i rapporti tra l’organo di gestione, gli azionisti e gli stakeholder; (vi) la valutazione circa l’adeguatezza della struttura organizzativa aziendale.

Tra i punti di forza emersi concordemente dalla board review relativa all’esercizio 2008 (a conferma del quadro ampiamente positivo delineato dalle board review condotte negli anni precedenti) si segnalano, anzitutto, il clima di grande coesione ed equilibrio riscontrato all’interno del Consiglio di Amministrazione,
che favorisce un dibattito aperto e costruttivo tra i relativi componenti e agevola l’adozione di decisioni caratterizzate da un ampio consenso; i flussi informativi su cui si basa il processo deliberativo sono percepiti dagli interessati come efficaci e generalmente tempestivi; la verbalizzazione del dibattito e delle deliberazioni è considerata puntuale e accurata. Le dimensioni del Consiglio di Amministrazione e le competenze riscontrabili al suo interno sono ritenute adatte, al pari del numero e della durata delle riunioni consiliari. L’attività svolta da parte dell’Amministratore Delegato e le modalità con cui quest’ultimo interpreta il ruolo ricoperto formano oggetto di una valutazione assai positiva da parte degli altri Consiglieri; in particolare, sono apprezzate la coesione e la sintonia dell’operato dell’Amministratore Delegato e del top management. Per quanto riguarda i Comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione, è stata confermata un’ampia condivisione in merito all’adeguatezza della relativa composizione, al loro ruolo e all’efficacia dell’attività svolta. Il quadro complessivo sopra delineato fa ritenere, secondo quanto osservato dalla società di consulenza, che il Consiglio di Amministrazione operi con efficacia e trasparenza, facendo larga applicazione delle best practice in materia di corporate governance. Tra le aree di miglioramento evidenziate da taluni Consiglieri si segnalano l’auspicio della presenza all’interno della compagine consiliare di uno o più componenti non esecutivi dotati di formazione ed esperienza nello scenario internazionale; il suggerimento di svolgere alcune riunioni consiliari nei Paesi dove il Gruppo è maggiormente affermato per approfondire aspetti e tematiche utili alla formazione dei Consiglieri sia per far percepire l’attenzione prestata dai vertici aziendali verso il personale del Gruppo operante in loco; l’esigenza di elaborare e attivare un piano di comunicazione per far comprendere nel nostro Paese come Enel si sia ormai trasformata in una multinazionale operante in un contesto competitivo di respiro internazionale. Facendo seguito a un’iniziativa introdotta all’esito della prima board review (condotta nel 2004), è stato organizzato anche nel corso del 2008 il vertice strategico annuale, svoltosi nel mese di ottobre 2008 e dedicato all’analisi e all’approfondimento delle strategie di lungo termine della Società e del Gruppo da parte dei componenti del Consiglio di Amministrazione. Questi ultimi hanno avuto modo di sottolineare all’esito della board review la rilevante utilità di tale strumento formativo.

**Amministratori 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 dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, fatta eccezione per il Presidente e l’Amministratore Delegato, gli altri 7 membri del Consiglio di Amministrazione attualmente in carica (Giulio Ballio, Lorenzo Codogno, Renzo Costi, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano, Fernando Napolitano...
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 e una conseguente assunzione di deliberazioni
meditate, consapevoli e allineate con l’interesse sociale.

Amministratori indipendenti
Sulla base delle informazioni fornite dai singoli interessati o comunque a disposizione
della Società, subito dopo la nomina (giugno 2008) e, quindi, nel mese di febbraio
2009, il Consiglio di Amministrazione ha attesato la sussistenza del requisito
dell’indipendenza contemplato dal Codice di Autodisciplina in capo ai Consiglieri
Giulio Ballio, Renzo Costi, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano e Gianfranco Tosi.
In particolare, sono stati considerati indipendenti i Consiglieri 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.
La procedura seguita al riguardo da parte del Consiglio di Amministrazione ha preso
le mosse dall’esame di un documento informativo, nel quale sono stati riportati
gli incarichi rivestiti e i rapporti intrattenuti dagli Amministratori non esecutivi
susceptibili 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 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, deve ritenersi carente il requisito
dell’indipendenza, e ha applicato a tale riguardo il principio della prevalenza della
sostanza sulla forma indicato dallo stesso Codice.
In occasione delle valutazioni effettuate nei mesi di giugno 2008 e di febbraio 2009,
il Consiglio di Amministrazione ha avuto modo di accertare in capo ai cinque
Amministratori non esecutivi sopra indicati – vale a dire Giulio Ballio, Renzo Costi,
Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano 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.
Nel corso del mese di febbraio 2009 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.

Nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha inoltre 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.

Sebbene l’indipendenza di giudizio caratterizzi l’attività di tutti gli Amministratori, esecutivi e non, una presenza adeguata (sia per numero sia per competenze) di Amministratori qualificabili come indipendenti secondo l’accezione sopra indicata – il cui ruolo assume rilevanza sia all’interno del Consiglio di Amministrazione sia nell’ambito dei Comitati – si ritiene costituisca mezzo idoneo ad assicurare un adeguato contemperamento degli interessi di tutte le componenti dell’azionariato.

**Comitati**

Fin dal mese di gennaio 2000 il Consiglio di Amministrazione, al fine di garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni, ha istituito nel proprio ambito un Comitato per le remunerazioni e un Comitato per il controllo interno, dotati di funzioni consultive e propositive e incaricati di trattare tematiche delicate e fonte di possibili conflitti di interesse.

Tali Comitati sono composti da almeno tre Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra di essi un coordinatore e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti dei Comitati stessi.

Nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato appositi regolamenti organizzativi che disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento di ciascun Comitato.

Nello svolgimento delle proprie funzioni, i Comitati in questione hanno facoltà di accesso alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei rispettivi compiti, e possono avvalersi di consulenti esterni a spese della Società, nei limiti del budget approvato dal Consiglio di Amministrazione.

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 possono partecipare i componenti l’altro Comitato, nonché altri componenti il Consiglio di Amministrazione ovvero soggetti la cui presenza possa risultare di ausilio al migliore svolgimento delle funzioni del Comitato stesso, appositamente invitati dal relativo coordinatore.

Alle riunioni del Comitato per il controllo interno prendono inoltre parte il Presidente del Collegio Sindacale ovvero altro Sindaco da lui designato (in considerazione delle specifiche funzioni di vigilanza sul sistema di controllo interno demandate al Collegio stesso dalla vigente legislazione in materia di società quotate) e, a decorrere dal mese di dicembre 2006, il Presidente del Consiglio di Amministrazione (nella qualità di Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno); alle riunioni medesime può altresì partecipare il preposto al controllo interno.

**Comitato per le remunerazioni**

Il compenso degli Amministratori è stabilito in misura sufficiente ad attrarre, trattenere e motivare Consiglieri dotati delle qualità professionali richieste per gestire con successo la Società.

In tale ambito, spetta al Comitato per le remunerazioni adoperarsi affinché una
La remunerazione degli Amministratori non esecutivi risulta commisurata all’impegno richiesto a ciascuno di essi, tenuto conto della loro partecipazione ai Comitati. Si segnala a tal 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.

In particolare, al Comitato per le remunerazioni sono quindi attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo confermati dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, in attuazione del Codice di Autodisciplina):

> presentare al Consiglio di Amministrazione proposte per la remunerazione dell’Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche, monitorando l’applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio stesso. Si segnala a tale riguardo che risulta preclusa agli Amministratori in questione la possibilità di prendere parte alle riunioni del Comitato in cui vengono formulate proposte al Consiglio di Amministrazione in merito ai relativi compensi;

> valutare periodicamente i criteri adottati per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche, vigilare sulla loro applicazione sulla base delle informazioni fornite dall’Amministratore Delegato e formulare al Consiglio di Amministrazione raccomandazioni generali in materia.

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 piani di incentivazione a base azionaria rivolti alla dirigenza, intesi quali strumenti di incentivazione e di fidelizzazione finalizzati ad attrarre e motivare risorse di livello ed esperienza adeguati, sviluppandone ulteriormente il senso di appartenenza e assicurandone nel tempo una costante tensione alla creazione di valore. Anche i piani di stock option e di restricted share units relativi al 2008 – elaborati da parte del Comitato per le remunerazioni – hanno avuto tra i relativi destinatari l’Amministratore Delegato della Società, nella qualità di Direttore Generale.

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 2008 il Comitato per le remunerazioni è risultato composto dai Consiglieri Francesco Taranto (con funzioni di coordinatore), Giulio Ballio, Fernando Napolitano e Gianfranco Tosi nel periodo compreso tra gennaio e giugno, mentre a decorrere da tale ultimo mese e fino alla fine dell’anno ne hanno fatto parte i Consiglieri Augusto Fantozzi (con funzioni di coordinatore), Giulio Ballio e Fernando Napolitano.

Nel corso del 2008 il Comitato ha tenuto 7 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti e da una durata media di 1 ora e 45 minuti ciascuna, e ha fatto ricorso a consulenti esterni, a spese della Società.

Nel corso del 2008 il Comitato per le remunerazioni – oltre a elaborare i contenuti
dei piani di stock option e di restricted share units relativi a tale esercizio e a effettuare una generale ricognizione dell’andamento dei piani di stock option in essere – si è occupato di definire il trattamento da riconoscere al Presidente e all’Amministratore Delegato per il mandato 2008-2010; in tale ambito, il Comitato si è occupato anche degli aspetti applicativi della componente variabile della remunerazione del Presidente e dell’Amministratore Delegato, 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 inoltre verificato le politiche retributive e le metodologie di gestione del management della Società e del Gruppo, effettuando in tale ambito analisi di benchmark con i trattamenti applicati da società comparabili a Enel.

**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 ai rapporti tra la Società e il revisore esterno.

In particolare, al Comitato per il controllo interno sono attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo confermati dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, in attuazione del Codice di Autodisciplina):

> assistere il Consiglio di Amministrazione nell’espletamento dei compiti a quest’ultimo demandati in materia di controllo interno dal Codice di Autodisciplina;

> valutare, unitamente al dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e ai revisori, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del Bilancio consolidato;

> esprimere pareri, su richiesta dell’amministratore esecutivo all’uopo incaricato, su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;

> esaminare il piano di lavoro preparato dal preposto al controllo interno, nonché le relazioni periodiche da costui predisposte;

> valutare – per quanto di propria competenza – le proposte formulate dalle Società di revisione per ottenere l’affidamento del relativo incarico, nonché il piano di lavoro predisposto per la revisione e i risultati esposti nella relazione e nella eventuale lettera di suggerimenti;

> vigilare sull’efficacia del processo di revisione contabile;

> svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione, con particolare riferimento ai presidi volti a garantire la trasparenza e la correttezza delle operazioni con parti correlate;

> riferire al Consiglio di Amministrazione, almeno semestralmente, in occasione dell’approvazione del bilancio e della relazione semestrale, sull’attività svolta nonché sull’adeguatezza del sistema di controllo interno.

Nel corso del 2008 il Comitato per il controllo interno è risultato composto dai Consiglieri Augusto Fantozzi (con funzioni di coordinatore, al quale il Consiglio di Amministrazione ha altresì riconosciuto il requisito di un’adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria, secondo quanto previsto dal Codice di Autodisciplina), Alessandro Luciano e Francesco Valsecchi nel periodo compreso tra gennaio e giugno, mentre a decorrere da tale ultimo mese e fino alla fine dell’anno ne hanno fatto parte i Consiglieri Gianfranco Tosi (con funzioni di coordinatore), Lorenzo Codogno (cui il Consiglio di Amministrazione ha riconosciuto l’indicato requisito di un’adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria), Renzo Costi e Alessandro Luciano.

Nel corso del 2008 il Comitato per il controllo interno ha tenuto 10 riunioni,
caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale e del Presidente del Consiglio di Amministrazione, quest’ultimo nella qualità di Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno) e da una durata media di 1 ora e 30 minuti ciascuna.

Nel corso del 2008 l’attività del Comitato per il controllo interno si è concentrata, come di consueto, sulla valutazione (i) del piano di lavoro elaborato dal preposto al controllo interno, nonché (ii) dei risultati delle azioni di audit svolte nel corso dell’anno precedente e (iii) del contenuto della lettera di suggerimenti predisposta dalla Società di revisione con riguardo all’esercizio di competenza. Il Comitato ha inoltre esercitato la propria supervisione circa l’elaborazione del Bilancio di sostenibilità, ha monitorato l’osservanza del modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231 dell’8 giugno 2001 (occupandosi anche dell’aggiornamento del modello stesso), ha esaminato alcune operazioni con parti correlate e ha 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.

Il Comitato ha infine monitorato circa il recepimento 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.

**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, nel 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 (coerentemente con quanto previsto dalla normativa statunitense sugli audit committees), verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia, quanto la natura e l’entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati alla Società
e al Gruppo da parte della stessa Società di revisione e delle entità appartenenti alla rete della medesima;
> il potere, esercitabile anche individualmente dai Sindaci, di chiedere alla funzione *internal auditing* 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 intermediari finanziari, in aggiunta a quelli stabiliti per i Sindaci di società con azioni note; essi devono possedere altresì i requisiti di professionalità richiesti dalla legge ai Sindaci di società con azioni note, quali integrati attraverso apposite previsioni statutarie; essi devono possedere infine i requisiti di indipendenza individuati dalla legge per i Sindaci di società con azioni note.

In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo che i componenti il Collegio Sindacale possono assumere presso società di capitali italiane sono stati individuati dalla Consob con apposito regolamento.

Analogamente a quanto disposto per il Consiglio di Amministrazione – e in attuazione di quanto stabilito dalla normativa in materia di privatizzazioni e 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, rappresentino almeno l’1% del capitale. Le liste devono essere depositate presso la sede sociale e pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale almeno 10 giorni prima della data dell’Assemblea; si segnala al riguardo che, in occasione dell’ultimo rinnovo del Collegio Sindacale, si è provveduto a invitare gli azionisti a procedere al deposito delle liste almeno 15 giorni prima della data dell’Assemblea, nel rispetto di quanto indicato nel Codice di Autodisciplina e in base a uno specifico richiamo contenuto nell’avviso di convocazione dell’Assemblea.

Al fine di assicurare una procedura trasparente per la nomina del Collegio Sindacale, un’esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati 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.

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.

In ogni caso, i Sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno eletti.

Essendo stato nominato dall’Assemblea ordinaria del 25 maggio 2007, il Collegio Sindacale in carica ha un mandato destinato a scadere in occasione dell’approvazione del bilancio dell’esercizio 2009. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, il Collegio Sindacale risulta quindi attualmente composto dai membri effettivi di
seguito indicati, dei quali si riporta un breve profilo professionale, unitamente alla indicazione delle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell’Economia e delle Finanze (all’epoca titolare del 21,12% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 15 investitori istituzionali (all’epoca titolari complessivamente dell’1,02% del capitale della Società).

> **Franco Fontana**, 65 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).


> **Carlo Conte**, 61 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell’Economia e delle Finanze).


> **Gennaro Mariconda**, 66 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell’Economia e delle Finanze).


Il compenso dei componenti effettivi del Collegio Sindacale è determinato dall'Assemblea dei soci. In particolare, nel mese di maggio 2007 l'Assemblea ordinaria ha fissato in 75.000 euro lordi annui il compenso spettante al Presidente del Collegio Sindacale e in 65.000 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 2008 il Collegio Sindacale ha tenuto 21 riunioni, durate in media circa 1 ora e 30 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi e la presenza del magistrato delegato della Corte dei Conti.

Nel corso del mese di febbraio 2009 il Collegio Sindacale ha verificato in capo al Presidente Franco Fontana e al Sindaco effettivo Gennaro Mariconda il possesso del requisito di indipendenza previsto 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 del requisito di indipendenza da ultimo menzionato (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.

Nel mese di settembre 2008, ai sensi della 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 provveduto a fornire all'Autorità il numero degli incarichi da essi rivestiti e il punteggio associato agli incarichi medesimi. I dati forniti sono i seguenti:

- Franco Fontana: 12 incarichi; peso degli incarichi: 4,05 punti; 
- Carlo Conte: 13 incarichi; peso degli incarichi: 2,25 punti; 
- Gennaro Mariconda: 1 incarico; peso dell’incarico: 1,0 punti.

**Società di revisione**

La revisione contabile del Bilancio di Enel e del Bilancio consolidato di Gruppo risulta affidata a KPMG SpA.


**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 tale attività...

**Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari**


Compito di tale dirigente è di predisporre adeguate procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio e del Bilancio consolidato, nonché di ogni altra comunicazione di carattere finanziario. Il Consiglio di Amministrazione verifica che tale dirigente disponga di poteri e mezzi adeguati, vigilando inoltre sull’effettivo rispetto delle procedure amministrative e contabili da costui predisposte.

Il dirigente in questione rilascia una dichiarazione che accompagna gli atti e le comunicazioni della Società diffusi al mercato e relativi all’informativa contabile, anche infrannuale, e che ne attesta la corrispondenza alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Il medesimo dirigente, unitamente all’Amministratore Delegato, attesta inoltre con apposita relazione in merito al Bilancio di esercizio, al Bilancio consolidato e alla Relazione finanziaria semestrale: (i) l’adeguatezza e l’effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili sopra indicate nel corso del periodo cui si riferiscono tali documenti contabili; (ii) la conformità del contenuto di tali ultimi documenti ai principî 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 e al Bilancio consolidato contiene un’analisi attendibile dell’andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società e del Gruppo, unitamente alla descrizione dei principî rischi e incertezze cui questi ultimi sono esposti; (v) che la relazione intermedia sulla gestione inclusa nella Relazione finanziaria semestrale contiene un’analisi attendibile circa gli eventi di maggiore importanza verificatisi durante i primi sei mesi dell’esercizio, unitamente a una descrizione dei principî rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell’esercizio e a una informativa sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

I contenuti della attestazione che il dirigente in questione e l’Amministratore Delegato devono rilasciare in base a quanto ora indicato sono stati individuati dalla Consob con apposito regolamento, destinato a essere modificato per recepire le novità introdotte in materia nel Testo Unico della Finanza nel corso del mese di novembre 2007.
Sistema di controllo interno

In materia di controllo interno il Gruppo ha predisposto già da alcuni anni un apposito sistema, cui è affidata la missione (i) di accertare l’adeguatezza dei diversi processi aziendali in termini di efficacia, efficienza ed economicità, nonché (ii) di garantire l’affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale e (iii) di assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e agli indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.

Il sistema di controllo interno si articola nell’ambito del Gruppo in due distinte tipologie di attività:

- il “controllo di linea”, 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;

- l’internal auditing, demandato all’apposita funzione della Società e finalizzato essenzialmente alla identificazione e al contenimento dei rischi aziendali di ogni natura mediante un’azione di monitoring dei controlli di linea, sia in termini di adeguatezza dei controlli medesimi sia in termini di risultati effettivamente conseguiti dalla relativa applicazione. L’attività di audit in oggetto è pertanto estesa a tutti i processi aziendali della Società e delle società del Gruppo e ai relativi responsabili è rimessa sia l’indicazione delle azioni correttive ritenute necessarie sia l’esecuzione di attività di follow-up intese a verificare i risultati delle azioni suggerite.

La responsabilità dell’adozione di un adeguato sistema di controllo interno, coerente con i modelli di riferimento e le best practice esistenti in ambito nazionale e internazionale, compete al Consiglio di Amministrazione, che avvalendosi del Comitato per il controllo interno provvede a tal fine:

- a fissare le linee di indirizzo di tale sistema, in modo che i principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, verificando quindi la compatibilità di tali rischi con una sana e corretta gestione dell’impresa. Si segnala al riguardo che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha preso atto dell’identificazione dei principali rischi inerenti al Gruppo e dell’individuazione di appositi criteri di misurazione, gestione e monitoraggio dei rischi stessi – secondo quanto indicato in apposito documento elaborato dalla funzione internal auditing della Società – concordando circa la compatibilità dei rischi medesimi con una sana e corretta gestione sociale. Nel mese di febbraio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha esaminato un aggiornamento del risk assessment di Gruppo predisposto dalla funzione internal auditing della Società;

- a individuare uno o più Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. Si informa al riguardo che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha affidato tale ruolo tanto all’Amministratore Delegato quanto al Presidente, demandando a quest’ultimo il compito di prendere parte con regolarità alle riunioni del Comitato per il controllo interno;

- a 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 2007, febbraio 2008 e, da ultimo, marzo 2009, il Consiglio di Amministrazione ha espresso una valutazione positiva al riguardo;

- a 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 internal auditing 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.

Gli Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno provvedono a loro volta:

> a curare l’identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate, e a sottoporli quindi periodicamente all’esame del Consiglio di Amministrazione;

> a dare esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione, provvedendo alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno, di cui verificano costantemente l’adeguatezza complessiva, l’efficacia e l’efficienza. Essi si occupano inoltre dell’adattamento di tale sistema alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;

> a 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 e non dipende gerarchicamente da alcun responsabile di aree operative;

> 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 agli Amministratori esecutivi incaricati 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.

**I controlli interni sull’informativa finanziaria**

Nell’ambito del sistema di controllo interno, i controlli sull’informativa finanziaria sono finalizzati ad accertare l’adeguatezza e l’effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili adottate, nonché a garantire la conformità dell’informativa finanziaria ai principi contabili internazionali, coerentemente a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza.

Le procedure amministrative e contabili sono giudicate abbastanza in relazione alla loro capacità di garantire controlli sufficienti a ridurre a un livello accettabile i rischi di errori intenzionali e non concernenti l’informativa finanziaria; pertanto, per valutare l’adeguatezza di una procedura amministrativa e contabile occorre verificare il disegno e l’operatività dei controlli sull’informativa finanziaria a essa inerenti. Sulla scorta di quanto previsto in materia dalla Sezione 404 del Sarbanes-Oxley Act (che ha trovato piena applicazione nell’ambito della Società e del Gruppo fino al perfezionamento della procedura di deregistration conclusasi nel mese di marzo 2008, secondo quanto più dettagliatamente indicato nella prima sezione del documento, sub “Struttura del capitale sociale”), la valutazione dei controlli sull’informativa finanziaria prende a riferimento i criteri stabiliti nel modello “Internal Controls - Integrated Framework” emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO), integrato per gli
aspetti informatici dal modello “Control Objectives for Information and related Technology” (COBIT).

La valutazione del disegno e dell’operatività dei controlli sull’informativa finanziaria si concentra quindi su:

(i) controlli applicabili all’intera organizzazione aziendale di riferimento (per esempio Gruppo, Divisione, Società), che in quanto comuni e trasversali all’intera organizzazione oggetto di valutazione rappresentano elementi strutturali del sistema di controllo. Tali controlli si definiscono “controlli generali”;

(ii) controlli specifici implementati a presidio dei rischi inerenti ai singoli processi operativi e gestionali, definiti anche come “controlli di processo”.

Il processo di valutazione dei controlli interni sull’informativa finanziaria, definito in Enel come Management Assessment Process, si articola progressivamente nelle seguenti macro-fasi:

> definizione del perimetro e individuazione dei rischi;
> valutazione del disegno e dell’operatività dei controlli;
> monitoraggio indipendente, demandato alla funzione internal auditing della Società;
> reporting, attestazioni interne, consolidamento e sintesi delle valutazioni;
> attestazione dell’Amministratore Delegato e del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari in merito al Bilancio di esercizio, al Bilancio consolidato e alla Relazione finanziaria semestrale. Tali fasi coinvolgono tutto il management del Gruppo sotto la supervisione dell’Amministratore Delegato e del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari.

Disciplina delle società controllate estere extra UE

Nel corso del mese di novembre 2008 è stato completato nell’ambito del Gruppo Enel il processo di adeguamento alla 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 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 Enel 10 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile. Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Ampla Energia e Servicos SA (società brasiliiana del Gruppo Endesa); 2) Chilectra SA (società cilena del Gruppo Endesa); 3) Compañía Eléctrica Cono Sur SA (società panamense del Gruppo Endesa, cancellata dal registro delle imprese in data 26 settembre 2008 all’esito della procedura di liquidazione apertasi il 1° settembre 2008); 4) Empresa Nacional de Electricidad - Endesa Chile SA (società cilena del Gruppo Endesa); 5) Endesa Brasil SA (società brasiliiana del Gruppo Endesa); 6) Endesa Capital Finance LLC (società statunitense del Gruppo Endesa); 7) Enersis SA (società cilena del Gruppo Endesa); 8) Inversiones Codensa SA (società colombiana del Gruppo Endesa); 9) Investluz SA (società brasiliiana del Gruppo Endesa); 10) OGK-5 OJSC (società russa il cui pieno controllo è stato acquisito alla fine del mese di maggio 2008);

> lo Stato patrimoniale e il Conto economico del Bilancio 2007 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel reporting package utilizzato ai fini della redazione del Bilancio consolidato 2007 del Gruppo Enel, sono stati messi a disposizione del pubblico da parte di Enel;
> 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 della Capogruppo i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel.

Operazioni con parti correlate

Nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha adottato, in attuazione di quanto disposto dal codice civile e delle indicazioni del Codice di Autodisciplina, un regolamento che individua le modalità di approvazione e di esecuzione delle operazioni poste in essere dalla Società, ovvero da sue controllate, con parti correlate; ciò al fine di assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni stesse. In base a tale regolamento il Comitato per il controllo interno è chiamato a un preventivo esame delle varie tipologie di operazioni con parti correlate, fatta eccezione per quelle che presentano un limitato profilo di rischio per la Società e per il Gruppo (rientrando in tale ambito le operazioni compiute tra società interamente possedute da Enel, nonché quelle tipiche o usuali, quelle regolate in base a condizioni standard, e quelle il cui corrispettivo sia fissato in base a quotazioni ufficiali di mercato oppure a tariffe definite dalle pubbliche Autorità). A seguito dell’esame da parte del Comitato per il controllo interno, il Consiglio di Amministrazione provvede quindi alla preventiva approvazione (nel caso di operazioni di competenza della Società) ovvero alla preventiva valutazione (nel caso di operazioni di competenza delle società del Gruppo) delle operazioni con parti correlate di maggiore rilievo, per tali intendendosi: (i) le operazioni atipiche o inusuali; (ii) le operazioni di controvalore superiore a 25 milioni di euro (fatta eccezione per quelle, in precedenza richiamate, che presentano un limitato profilo di rischio per la Società e per il Gruppo); (iii) le ulteriori operazioni che il Comitato per il controllo interno ritiene di sottoporre all’esame del Consiglio.

Le operazioni di controvalore pari o inferiore a 25 milioni di euro nelle quali la correlazione sussiste con un Amministratore o un Sindaco effettivo di Enel, ovvero con un dirigente con responsabilità strategiche della Società o del Gruppo (o con una parte correlata per il tramite di tali soggetti) sono sempre sottoposte al preventivo esame del Comitato per il controllo interno. Per ciascuna delle operazioni con parti correlate sottoposte alla sua preventiva approvazione o valutazione, il Consiglio di Amministrazione riceve un’adeguata informativa su tutti gli elementi di rilievo, e le relative deliberazioni provvedono a motivare adeguatamente le ragioni e la convenienza delle operazioni stesse per la Società e il Gruppo. È inoltre previsto che il Consiglio di Amministrazione riceva dettagliata informativa in merito alla intervenuta esecuzione delle operazioni sulla cui approvazione o valutazione abbia deliberato. Al fine di evitare che un’operazione con parti correlate venga conclusa a condizioni difformi da quelle che sarebbero state verosimilmente negoziate tra parti non correlate, è data facoltà tanto al Comitato per il controllo interno quanto al Consiglio di Amministrazione di fare ricorso – in funzione della natura, del valore o delle altre caratteristiche dell’operazione – all’assistenza di uno o più esperti indipendenti,
selezionati tra soggetti di riconosciuta professionalità e competenza. 

Qualora la correlazione sussista con un Amministratore della Società o con una parte correlata per il suo tramite, l’Amministratore interessato deve informare tempestivamente il Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l’origine e la portata del proprio interesse, allontanandosi dalla riunione consiliare al momento della deliberazione ove ciò non pregiudichi la permanenza del quorum costitutivo ovvero il Consiglio di Amministrazione non disponga altrimenti. Qualora la correlazione sussista con l’Amministratore Delegato della Società o con una parte correlata per il suo tramite, in aggiunta a quanto sopra egli si astiene dal compimento dell’operazione, investendo della stessa il Consiglio di Amministrazione.

Qualora la correlazione sussista con uno dei Sindaci effettivi della Società o con una parte correlata per il loro tramite, il Sindaco interessato provvede a informare tempestivamente gli altri Sindaci e il Presidente del Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l’origine e la portata del proprio interesse.

È infine previsto un sistema di comunicazioni e attestazioni inteso a far emergere tempestivamente, fin dalla fase delle negoziazioni, le operazioni con parti correlate che vedono coinvolti gli Amministratori e i Sindaci effettivi di Enel, nonché i dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo (o parti correlate per il tramite di tali soggetti).

Trattamento delle informazioni societarie

Fin dal febbraio 2000 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un apposito regolamento (integrato nel mese di marzo 2006) per la gestione e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all’esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate. Gli Amministratori e i Sindaci sono tenuti a rispettare le previsioni contenute in tale regolamento e a mantenere comunque riservati i documenti e le informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti.

Il regolamento è finalizzato a preservare la segretezza delle informazioni riservate, assicurando al contempo che l’informativa al mercato relativa a dati aziendali sia corretta, completa, adeguata, tempestiva e non selettiva.

Il regolamento rimette in via generale alla responsabilità dell’Amministratore Delegato della Società e degli Amministratori Delegati delle società del Gruppo la gestione delle informazioni riservate di rispettiva competenza, disponendo che la divulgazione delle informazioni relative alle singole controllate debba comunque avvenire d’intesa con l’Amministratore Delegato della Capogruppo.

Il regolamento stesso istituisce inoltre specifiche procedure da osservare per la comunicazione all’esterno di documenti e informazioni di carattere aziendale – soffermandosi in particolare sulla divulgazione delle informazioni privilegiate – e disciplina attentamente le modalità attraverso cui gli esponenti aziendali entrano in contatto con la stampa e altri mezzi di comunicazione di massa (ovvero con analisti finanziari e investitori istituzionali).

Nel giugno 2003, tenuto conto delle disposizioni introdotte negli USA dal Sarbanes-Oxley Act – all’epoca applicabili a Enel, secondo quanto in precedenza indicato – il Consiglio di Amministrazione ha inoltre proceduto a formalizzare in un apposito documento (denominato “Disclosure controls and procedures”) le prassi e le procedure applicate in ambito aziendale in materia di informativa societaria e aventi la finalità di garantire trasparenza, tempestività e completezza della documentazione prodotta da Enel negli USA secondo la normativa locale applicabile alle società quotate. A seguito del perfezionamento della procedura di
deregistration (descritta nella prima sezione del documento sub “Struttura del capitale sociale”) le disclosure controls and procedures hanno cessato di avere efficacia a far data dal mese di marzo 2008.

A seguito del recepimento nell’ordinamento italiano della disciplina comunitaria in materia di market abuse e dell’entrata in vigore della normativa secondaria dettata dalla Consob, a decorrere dal mese di aprile 2006 la Società ha provveduto a istituire (e a tenere regolarmente aggiornato) un registro di Gruppo in cui risultano iscritte le persone, fisiche o giuridiche, che hanno accesso a 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 essere subito profonde modifiche la disciplina dell’internal dealing, ossia della trasparenza sulle operazioni aventi a oggetto azioni della società e strumenti finanziari a esse collegati compiute dai maggiori azionisti, da esponenti aziendali e da persone a essi strettamente legate.


La nuova disciplina in materia di internal dealing trova applicazione alle operazioni di acquisto, vendita, sottoscrizione e scambio di azioni Enel ovvero di strumenti finanziari a esse collegati compiute da “soggetti rilevanti”. In tale ultima categoria rientrano gli azionisti in possesso di almeno il 10% del capitale della Società, gli Amministratori e i Sindaci effettivi di Enel, nonché ulteriori 16 posizioni dirigenziali attualmente individuate in ambito aziendale in base alla normativa di riferimento, in quanto aventi regolare accesso a informazioni privilegiate e titolate ad adottare decisioni di gestione suscettibili di incidere sull’evoluzione e sulle prospettive future di Enel.

Gli obblighi di trasparenza trovano applicazione a tutte le sopra indicate operazioni il cui controvalore complessivo raggiunga i 5.000 euro su base annua, anche se compiute da persone strettamente legate ai “soggetti rilevanti”.

Nell’emanare le misure di attuazione della nuova 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, mantenendo in vigore una previsione già contenuta nel Dealing Code del Gruppo Enel e intesa a prevenire il compimento di operazioni da parte dei “soggetti rilevanti” che il mercato potrebbe percepire come sospette, in quanto effettuate durante periodi dell’anno particolarmente delicati per l’informativa societaria.
Rapporti con gli investitori istituzionali e con la generalità dei soci

La società, fin dal momento della quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha ritenuto conforme a un proprio specifico interesse – oltre che a un dovere nei confronti del mercato – l’instaurazione di un dialogo continuativo, fondato sulla comprensione reciproca dei ruoli, con la generalità degli azionisti nonché con gli investitori istituzionali; dialogo destinato comunque a svolgersi nel rispetto delle norme e delle procedure che disciplinano la divulgazione di informazioni privilegiate. Si è al riguardo valutato, anche in considerazione delle dimensioni del Gruppo, che tale dialogo potesse essere agevolato dalla costituzione di strutture aziendali dedicate.

Si è provveduto pertanto a istituire nell’ambito della Società (i) un’area investor relations, attualmente collocata all’interno della funzione “Finanza” 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.it, sezione Investor Relations), 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 di Enel, relativo statuto sociale e regolamento delle Assemblee, informazioni e documenti relativi alle Assemblee, documenti in tema di corporate governance, Codice Etico, modello organizzativo e gestionale ex decreto legislativo n. 231/2001, nonché uno schema generale di articolazione del Gruppo).

Assemblee

Il richiamo contenuto nel codice di autodisciplina a considerare l’Assemblea quale importante occasione di confronto tra azionisti e Consiglio di Amministrazione (pur in presenza di un’ampia diversificazione delle modalità di comunicazione delle società quotate con i propri soci, gli investitori istituzionali e il mercato) è stato attentamente valutato e pienamente condiviso dalla società, che ha ritenuto opportuno – oltre ad assicurare la regolare partecipazione dei propri amministratori ai lavori assembleari – adottare specifiche misure intese a valorizzare adeguatamente l’istituto assembleare.

Ai sensi della normativa vigente, l’Assemblea degli azionisti è competente a deliberare tra l’altro, in sede ordinaria o straordinaria, in merito (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità, (ii) all’approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili, (iii) all’acquisto e alla alienazione delle azioni proprie, (iv) ai piani di azionariato, (v) alle modificazioni dello statuto sociale, (vi) all’emissione di obbligazioni convertibili. Le deliberazioni vengono adottate con le maggioranze richieste dalla legge nei singoli casi.

Le Assemblee ordinarie e straordinarie sono tenute, di regola, nel Comune dove ha sede la Società, salva diversa deliberazione del Consiglio di Amministrazione e purché in Italia.

Lo statuto, come modificato dal Consiglio di Amministrazione del mese di febbraio 2009 in adeguamento alle disposizioni del Testo Unico della Finanza, prevede che l’Assemblea ordinaria debba essere convocata almeno una volta all’anno, per l’approvazione del bilancio, entro 120 giorni dalla chiusura dell’esercizio sociale.
Lo statuto prevede inoltre che possa intervenire in Assemblea solamente chi abbia depositato le azioni almeno due giorni prima della data fissata per la singola riunione e non le abbia ritirate prima che l’Assemblea abbia avuto luogo. In tal modo si è inteso soddisfare l’interesse della Società a conoscere in anticipo l’identità e il numero degli azionisti legittimati a intervenire in Assemblea – anche ai fini di una tempestiva e opportuna verifica circa la raggiungibilità del quorum costitutivo – senza al tempo stesso pregiudicare la possibilità per questi ultimi di vendere, se del caso, le azioni già depositate (perdendo peraltro, in tale ipotesi, il diritto di intervento in Assemblea, secondo la vigente normativa di riferimento in materia).

Sulla scorta di quanto auspicato dalla legislazione speciale in materia di società quotate, si è inoltre da tempo provveduto a introdurre nello statuto della Società una specifica disposizione volta ad agevolare la raccolta delle deleghe di voto presso gli azionisti dipendenti della Società stessa e delle sue controllate, favorendo in tal modo il relativo coinvolgimento nei processi decisionali assembleari. 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, i cui contenuti sono allineati ai modelli più evoluti elaborati da alcune associazioni di categoria (Assonime e ABI) per le società 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 del 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, predetermini la durata degli interventi e delle repliche – di norma non superiore a dieci minuti per gli interventi e a cinque minuti per le repliche – al fine di 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 sugli argomenti posti in discussione una sola volta, facendo osservazioni, chiedendo informazioni e formulando proposte. La richiesta di intervento può essere avanzata dal momento della costituzione dell’Assemblea e – salvo diverso termine indicato dal Presidente – fino a quando il Presidente medesimo non abbia dichiarato chiusa la discussione sull’argomento oggetto della stessa. Il Presidente e, su suo invito, coloro che lo assistono, rispondono agli oratori al termine di tutti gli interventi ovvero dopo ciascun intervento. Coloro che hanno chiesto la parola hanno facoltà di breve replica.

**Codice Etico**

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dal Gruppo, unitamente alla considerazione dell’importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli *stakeholder* quanto dalla buona reputazione del Gruppo stesso (sia nei rapporti interni sia verso l’esterno), hanno ispirato la stesura del Codice Etico del Gruppo Enel, approvato dal Consiglio di
Tale Codice esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e unificando i comportamenti aziendali su standard improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli stakeholder. In particolare, il Codice Etico si articolà in:

> principi generali nelle relazioni con gli stakeholder, che definiscono i valori di riferimento cui il Gruppo si ispira nello svolgimento delle varie attività.
Nell’ambito di tali principi si ricordano in particolare: l’onestà, l’imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell’investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell’informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell’ambiente;

> criteri di condotta verso ciascuna classe di stakeholder, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori di Enel sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei principi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;

> meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l’osservanza del Codice Etico e il suo continuo miglioramento.

Nel giugno 2004 il Consiglio di Amministrazione, tenuto conto di quanto richiesto dal Sarbanes-Oxley Act alle società con azioni quotate negli Stati Uniti d’America, ha inoltre approvato un ulteriore specifico codice di principi etici in materia finanziaria applicabile in particolare nell’ambito della Società all’Amministratore Delegato e ai responsabili delle funzioni “Finanza” e “Amministrazione, Pianificazione e Controllo”, costituito da un complesso di regole dirette a prevenire ragionevolmente ogni condotta illecita e a promuovere una gestione corretta e trasparente. Tale ultimo codice non trova più applicazione a far data dal marzo 2008, a seguito del perfezionamento della procedura di deregistration (descritta nella prima sezione del documento, sub “Struttura del capitale sociale”).

**Modello organizzativo e gestionale**

Nel mese di luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un modello organizzativo e gestionale rispondente ai requisiti del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che ha introdotto nell’ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi Amministratori, dirigenti o dipendenti nell’interesse o a vantaggio delle società stesse.

Tale modello è coerente nei contenuti con quanto disposto dalle linee guida elaborate in materia da associazioni di categoria e con la best practice statunitense e rappresenta un ulteriore passo verso il rigore, la trasparenza e il senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno, offrendo al contempo agli azionisti adeguate garanzie di una gestione efficiente e corretta.

Il modello in questione si compone di una “parte generale” (in cui vengono descritti, tra l’altro, i contenuti del decreto legislativo n. 231/2001, gli obiettivi e il funzionamento del modello, i compiti dell’organo di controllo chiamato a vigilare sul funzionamento e l’osservanza del modello stesso e a curare il suo aggiornamento, i flussi informativi, 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.

Nel corso del 2006 il modello organizzativo e gestionale ha formato oggetto di una complessiva rivisitazione, essendosi provveduto da parte del Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per il controllo interno, (i) a un aggiornamento della “parte generale” e delle “parti speciali” relative ai reati contro la pubblica amministrazione e ai reati societari, al fine di tenere conto
delle pronunce giurisprudenziali e dell’esperienza applicativa maturata durante i primi anni di attuazione del modello, nonché (ii) all’approvazione di nuove parti speciali concernenti i reati con finalità di terrorismo o di eversione dell’ordine democratico, i reati contro la personalità individuale e i reati e gli illeciti amministrativi in materia di abusi di mercato.

Nel mese di febbraio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un’ulteriore parte speciale del modello in questione, relativa ai reati di omicidio colposo e lesioni colpose commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell’igiene e della salute sui luoghi di lavoro, inclusi dalla legislazione più recente tra i reati “presupposto” della responsabilità disciplinata dal decreto legislativo n. 231/2001. In tale occasione il Consiglio di Amministrazione ha inoltre disposto un aggiornamento della configurazione dell’organo di controllo chiamato a vigilare sul funzionamento e l’osservanza del modello stesso e di curare il suo aggiornamento, la cui composizione è stata trasformata da monocratica in collegiale al fine di allinearne le caratteristiche alla prassi prevalente presso le maggiori società quotate e agli orientamenti espressi dalla giurisprudenza.

In base al regolamento dell’organo di controllo approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di maggio 2008, tale organo può essere composto da tre a cinque membri nominati dal Consiglio stesso e possono entrare a farne parte componenti sia interni sia esterni alla Società e al Gruppo, dotati di specifica competenza ed esperienza professionale (in ogni caso è prevista la presenza del responsabile della funzione internal auditing della Società). Il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per il controllo interno, ha quindi nominato quali componenti l’organo di controllo – oltre al responsabile della funzione internal auditing – il responsabile della funzione “Segreteria Societaria” e il responsabile della funzione “Legale” della Società, in quanto figure dotate di specifiche competenze professionali in merito all’applicazione del modello.

Nel corso del 2008 l’organo di controllo ha vigilato sul funzionamento e sull’osservanza del modello e ha dedicato particolare attenzione al tema della prevenzione degli infortuni sul lavoro, formulando al riguardo criteri di condotta compendiati in apposite linee guida. Sempre nel corso del 2008 è stata dedicata particolare attenzione nell’ambito del Gruppo all’effettuazione di interventi di tipo formativo rivolti ai dipendenti sui contenuti del modello organizzativo e gestionale.

** Piano “toleranza zero alla corruzione” **


Il piano TZC non sostituisce né si sovrappone al Codice Etico e al modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della corruzione inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l’implementazione dei principi formulati in materia da Transparency International.

*****

Vengono di seguito allegate tre tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni contenute nella seconda sezione del documento.
**TABELLA 1: STRUTTURA DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE E DEI COMITATI DI ENEL**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Carica</th>
<th>Componenti</th>
<th>Executivi</th>
<th>Non executivi</th>
<th>TUF</th>
<th>C.A.</th>
<th>Altri incarichi</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Presidente</td>
<td>Gnudi Piero (1)</td>
<td>X</td>
<td></td>
<td>100%</td>
<td>2</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Amministratore Delegato/ Direttore Generale</td>
<td>Conti Fulvio (1)</td>
<td>X</td>
<td></td>
<td>100%</td>
<td>2</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Consiglieri</td>
<td>Ballio Giulio * (1)</td>
<td>X</td>
<td>X X X</td>
<td>76%</td>
<td>1</td>
<td>X 86%</td>
</tr>
<tr>
<td>Consiglieri</td>
<td>Codogno Lorenzo (3)</td>
<td>X</td>
<td></td>
<td>90%</td>
<td>-</td>
<td>X 100%</td>
</tr>
<tr>
<td>Consiglieri</td>
<td>Costi Renzo * (3)</td>
<td>X</td>
<td>X X</td>
<td>90%</td>
<td>1</td>
<td>X 100%</td>
</tr>
<tr>
<td>Consiglieri</td>
<td>Fantozzi Augusto * (1)</td>
<td>X</td>
<td>X X</td>
<td>94%</td>
<td>1</td>
<td>X (4) 100% X (4) 100%</td>
</tr>
<tr>
<td>Consiglieri</td>
<td>Luciano Alessandro (1)</td>
<td>X</td>
<td>X X</td>
<td>100%</td>
<td>-</td>
<td>X 100%</td>
</tr>
<tr>
<td>Consiglieri</td>
<td>Napolitano Fernando (1)</td>
<td>X (5)</td>
<td>(5)</td>
<td>100%</td>
<td>1</td>
<td>X 86%</td>
</tr>
<tr>
<td>Consiglieri</td>
<td>Tosi Gianfranco (1)</td>
<td>X</td>
<td>X X</td>
<td>100%</td>
<td>-</td>
<td>X (6) 100% X (6) 100%</td>
</tr>
<tr>
<td>Consiglieri</td>
<td>Taranto Francesco * (2)</td>
<td>X</td>
<td>X X</td>
<td>100%</td>
<td>6</td>
<td>X 100%</td>
</tr>
<tr>
<td>Consiglieri</td>
<td>Valsecchi Francesco (2)</td>
<td>X</td>
<td>X X</td>
<td>100%</td>
<td>1</td>
<td>X 100%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione: 1% del capitale sociale.

Numero riunioni svolte durante l’esercizio 2008 - CDA: 17; Comitato remunerazioni: 7; Comitato nomine: N.A.; Comitato esecutivo: N.A.

**NOTE**

(1) in carica per l’intero esercizio 2008.
(2) in carica fino al mese di giugno 2008.
(3) Si segnala che nei confronti del Consigliere Fantozzi Augusto nel corso del 2008 ha fatto parte dapprima del Consorzio di amministrazione (periodo gennaio-giugno) e, quindi, del Consorzio per le riunioni (periodo giugno-dicembre).
(5) Si segnala che il Consigliere Gianfranco Tosi nel corso del 2008 ha fatto parte dapprima del Consorzio per le riunioni (periodo gennaio-giugno) e, quindi, del Consorzio per il controllo interno (periodo giugno-dicembre).

* La presenza dell’asterisco indica che l’amministratore è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.
** 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.
*** 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 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 della Finanza.

**TABELLA 2: COLLEGIO SINDACALE DI ENEL**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Carica</th>
<th>Componenti</th>
<th>Percentuale di partecipazione alle riunioni del Collegio</th>
<th>Numero di incarichi **</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Presidente</td>
<td>Fontana Franco *</td>
<td>100%</td>
<td>12</td>
</tr>
<tr>
<td>Sindaco effettivo</td>
<td>Conte Carlo</td>
<td>90%</td>
<td>13</td>
</tr>
<tr>
<td>Sindaco effettivo</td>
<td>Mariconda Gennaro</td>
<td>95%</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Sindaco supplente</td>
<td>Giordano Giancarlo</td>
<td>N.A.</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Sindaco supplente</td>
<td>Sbordoni Paolo *</td>
<td>N.A.</td>
<td>-</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Collegio Sindacale: 1% del capitale sociale.


**NOTE**

* La presenza dell’asterisco indica che il Sindaco è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.
** 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.
TABELLA 3: ALTRE PREVISIONI DEL CODICE DI AUTODISCIPLINA

<table>
<thead>
<tr>
<th>Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate</th>
<th>Si</th>
<th>NO</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Il CDA ha attribuito deleghe definendone:</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>a) limiti</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>b) modalità d’esercizio</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>c) e periodicità dell’informativa?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Il CDA si è riservato l’esame e l’approvazione preventiva</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>delle operazioni aventi un particolare rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Il CDA ha definito linee guida e criteri per l’identificazione delle operazioni “significative”?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Le linee guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Il CDA ha definito apposite procedure per l’esame e l’approvazione delle operazioni con parti correlate?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Le procedure per l’approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Procedure della più recente nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale</th>
<th>Si</th>
<th>NO</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Il deposito delle candidature alla carica di Amministratore è avvenuto con almeno 10 giorni * di anticipo?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate dall’indicazione dell’idoneità dei candidati a qualificarsi come indipendenti?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Il deposito delle candidature alla carica di Sindaco è avvenuto con almeno 10 giorni * di anticipo?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Le candidature alla carica di Sindaco erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Assemblee</th>
<th>Si</th>
<th>NO</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>La Società ha approvato un regolamento di Assemblea?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Il regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Controllo interno</th>
<th>Si</th>
<th>NO</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>La Società ha nominato il preposto al controllo interno?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Il preposto è gerarchicamente indipendente da responsabili di aree operative?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Inquadramento organizzativo del preposto al controllo interno</td>
<td>Responsabile della funzione internal auditing</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Investor relations</th>
<th>Si</th>
<th>NO</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>La Società ha nominato un responsabile investor relations?</td>
<td>X</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>
| Unità organizzativa e riferimenti del responsabile investor relations | Rapporti con investitori istituzionali:  
Investor Relations – Viale Regina Margherita, 137  
00198 Roma – tel. 0683053437 – fax 0683053771  
e-mail: investor.relations@enel.com  
Rapporti con azionisti individuali:  
Segreteria Societaria – Viale Regina Margherita, 137  
00198 Roma – tel. 0683054000 – fax 0683052129  
e-mail: azionisti.retail@enel.com |    |

* 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.
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 2008, 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 2008 e il 31 dicembre 2008.

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 emerse aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008:
   a. è redatto in conformità (i) ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell’Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell’emittente e dell’insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

4. Si attesta infine che la relazione sulla gestione che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008 comprende un’analisi attendibile dell’andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell’emittente e dell’insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

Roma, 11 marzo 2009

Fulvio Conti
Amministratore Delegato
di Enel SpA

Luigi Ferraris
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari
di Enel SpA
Allegati
Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e dall’art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 31 dicembre 2008, 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, l’attività, il capitale sociale, la valuta, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell’impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.
Elenco delle imprese incluse nell’area di consolidamento con il metodo integrale al 31.12.2008

<table>
<thead>
<tr>
<th>Denominazione sociale</th>
<th>Sede legale</th>
<th>Nazione</th>
<th>Attività</th>
<th>Capitale sociale</th>
<th>Valuta</th>
<th>Detenuta da % di possesso del Gruppo</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Enel SpA</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Holding industriale</td>
<td>6.186.419.603</td>
<td>Euro</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Controllato:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Americas Generation Corporation</td>
<td>Panama</td>
<td>Repubblica di Panama</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>2.000</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Enel Latin America BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Amiagas Srl</td>
<td>Carrara</td>
<td>Italia</td>
<td>Vendita di gas</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Energia SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Aviso Energia SpA</td>
<td>Trento</td>
<td>Italia</td>
<td>Distribuzione di gas</td>
<td>6.500.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Hydro Dolomiti Enel Srl</td>
</tr>
<tr>
<td>Blue Energy Srl</td>
<td>Tulcea</td>
<td>Romania</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.000</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Blue Line Impex Srl</td>
<td>Sat Rusu de Sus Nuseni</td>
<td>Romania</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>500.000</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Co.im. Gas SpA</td>
<td>Santa Maria a Colle (LU)</td>
<td>Italia</td>
<td>Gestione di impianti di distribuzione e vendita di gas</td>
<td>1.479.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Rete Gas SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Concert Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti</td>
<td>10.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Produzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Consorzio Sviluppo Solare</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>-</td>
<td>100.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Produzione SpA Enel s.r.l. - Servizi integrati Srl</td>
</tr>
<tr>
<td>Deval SpA</td>
<td>Aosta</td>
<td>Italia</td>
<td>Distribuzione e vendita di energia elettrica in Valle d’Aosta</td>
<td>37.500.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Electrogroup Srl</td>
<td>Baia Mare</td>
<td>Romania</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>200</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>Blue Line Impex Srl</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Albania Shpk</td>
<td>Tirana</td>
<td>Albania</td>
<td>Costruzione, gestione e manutenzione di impianti. Produzione e trading di energia elettrica</td>
<td>73.230.000</td>
<td>Lek</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Capital Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>8.500.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Comercializadora de Gas SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Commercializzazione di gas ed energia elettrica</td>
<td>61.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Trade SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Distributie Banat SA</td>
<td>Timisoara</td>
<td>Romania</td>
<td>Distribuzione di energia elettrica</td>
<td>382.158.580</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>Enel Distribuzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Distributie Dobrogea SA</td>
<td>Costanza</td>
<td>Romania</td>
<td>Distribuzione di energia elettrica</td>
<td>280.285.560</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>Enel Distribuzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Distributie Muntenia SA (già Electrica Muntenia Sud SA)</td>
<td>Bucarest</td>
<td>Romania</td>
<td>Distribuzione di energia elettrica</td>
<td>271.635.250</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Distribuzione SpA</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Distribuzione di energia elettrica</td>
<td>2.600.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Energia SpA</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Vendita di gas e di energia elettrica</td>
<td>302.039</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Energie Muntenia SA (già Electrica Furnizare Sud SA)</td>
<td>Bucarest</td>
<td>Romania</td>
<td>Vendita di energia elettrica</td>
<td>37.004.350</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Energie SA</td>
<td>Bucarest</td>
<td>Romania</td>
<td>Vendita di energia elettrica</td>
<td>140.000.000</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>Enel Distribuzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Energy Europe Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>10.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Erelis Sas</td>
<td>Livorno</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>7.544.497,53</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel France Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel ESN Energo LLC</td>
<td>Mosca</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica</td>
<td>2.700.000</td>
<td>Rublo</td>
<td>Enel ESN Management BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Dipendenza da</td>
</tr>
<tr>
<td>----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>---------</td>
<td>-----------------</td>
<td>-------</td>
<td>--------------</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>al 31.12.2008</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel ESN Management BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>18.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Produzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Finance International SA</td>
<td>Lussemburgo</td>
<td>Lussemburgo</td>
<td>Finanziaria</td>
<td>1.391.900.230</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Fortuna SA</td>
<td>Panama</td>
<td>Repubblica di Panama</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>309.457.729</td>
<td>Dollar statunitense</td>
<td>Americas Generation Corporation</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel France Sas</td>
<td>Parigi</td>
<td>Francia</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>34.937.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Green Power Bulgaria EAD (già Enel Maritza East 4 Bulgaria EAD)</td>
<td>Sofia</td>
<td>Bulgaria</td>
<td>Costruzione, gestione e manutenzione di impianti</td>
<td>50.000</td>
<td>Leva bulgara</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Green Power Holding SA (già Enel Green Power International SA)</td>
<td>Lussemburgo</td>
<td>Lussemburgo</td>
<td>Holding di partecipazioni nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>211.650.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Produzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>244.532.298</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Green Power SpA</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>600.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>1.593.050.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Ireland Finance Ltd</td>
<td>Dublino</td>
<td>Irlanda</td>
<td>Finanziaria</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Finance International SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Latin America BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>244.450.298</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Latin America LLC (1)</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel Latin America BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Linea Alta Tensione Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Progettazione, realizzazione, gestione, sviluppo, esercizio e manutenzione di linee elettriche ad alta tensione</td>
<td>100.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Distribuzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel M@p Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica</td>
<td>100.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Distribuzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Maritza East 3 AD</td>
<td>Sofia</td>
<td>Bulgaria</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>265.943.600</td>
<td>Leva bulgara</td>
<td>Maritza East III Power Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel North America Inc. (1)</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50</td>
<td>Dollar statunitense</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Operations Bulgaria AD</td>
<td>Galabovo</td>
<td>Bulgaria</td>
<td>Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica</td>
<td>50.000</td>
<td>Leva bulgara</td>
<td>Maritza O&amp;M Holding Netherlands BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Productie Srl (già Global Power Investment Srl)</td>
<td>Bucarest</td>
<td>Romania</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>910.200</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Produzione SpA</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>1.800.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Rete Gas SpA</td>
<td>Milano</td>
<td>Italia</td>
<td>Distribuzione di gas</td>
<td>54.139.160</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Distribuzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Romania Srl (già Enel Servizi Srl)</td>
<td>Judetul Ilfov</td>
<td>Romania</td>
<td>Prezessione di servizi alle imprese</td>
<td>200.000</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Rus LLC</td>
<td>Mosca</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Servizi nel settore elettrico</td>
<td>350.000</td>
<td>Rublo</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Service UK Ltd</td>
<td>Londra</td>
<td>Regno Unito</td>
<td>Servizi nel settore energetico</td>
<td>100</td>
<td>Sterlina inglese</td>
<td>Enel Trade SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Servizi Comune SA</td>
<td>Bucarest</td>
<td>Romania</td>
<td>Servizi nel settore energetico</td>
<td>33.000.000</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>Enel Distribuzione Banat SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Servizi Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Amministrazione del personale, servizi informativi, attività immobiliare e servizi alle imprese</td>
<td>50.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>-----------------</td>
<td>---------------</td>
<td>--------------------------------------------------------------------------</td>
<td>------------------</td>
<td>-----------------------------</td>
<td>--------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Servizio Elettrico SpA</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Vendita di energia elettrica</td>
<td>10.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Sola Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Impianti e servizi di pubblica illuminazione</td>
<td>4.600.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Stoccaggi Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Costruzione e gestione di campi di stoccaggio. Stoccaggio di gas naturale</td>
<td>1.030.000</td>
<td>Euro</td>
<td>51,00% 51,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Trade Hungary Kft</td>
<td>Budapest</td>
<td>Ungheria</td>
<td>Sourcing e trading di energia elettrica</td>
<td>50.000.000</td>
<td>Fionimo ungherese</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Trade Romania Srl</td>
<td>Bucarest</td>
<td>Romania</td>
<td>Sourcing e trading di energia elettrica</td>
<td>2.000.200</td>
<td>Nuovo Leu rumeno</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Trade SpA</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Trading e logistica dei combustibili - Commercializzazione di energia elettrica</td>
<td>90.885.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Trading Rus BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>18.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Factor SpA</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Factoring</td>
<td>12.500.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel NewHydro Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Re Ltd</td>
<td>Dublino</td>
<td>Irlanda</td>
<td>Riassicurazione</td>
<td>3.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel si - Servizi integrati Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Impiantistica e servizi energetici</td>
<td>5.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enelco SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Costruzione, gestione e manutenzione di impianti</td>
<td>30.611.643</td>
<td>Euro</td>
<td>75,00% 75,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enelpower SpA</td>
<td>Milano</td>
<td>Italia</td>
<td>Ingegneria e costruzione</td>
<td>2.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd</td>
<td>Riyadh</td>
<td>Arabia Saudita</td>
<td>Costruzione, gestione e manutenzione di impianti</td>
<td>5.000.000</td>
<td>Riyal saudita</td>
<td>51,00% 51,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enelpower do Brasil Ltd</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>Ingegneria nel settore elettrico</td>
<td>1.242.000</td>
<td>Real brasileiro</td>
<td>0,01% 99,99% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enelpower UK Ltd</td>
<td>Londra</td>
<td>Regno Unito</td>
<td>Ingegneria nel settore elettrico</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Sterling inglese</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energosúbia AS</td>
<td>Trnava</td>
<td>Slovacchia</td>
<td>Prestazione di servizi alle imprese</td>
<td>261.000.000</td>
<td>Corona slovacca</td>
<td>100,00% 66,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Geotermica Nicaraguense SA</td>
<td>Managua</td>
<td>Nicaragua</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Cordoba oro nicaragueense</td>
<td>60,00% 60,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>G.P. Gas Srl</td>
<td>Milano</td>
<td>Italia</td>
<td>Vendita di gas</td>
<td>10.400</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 99,88%</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidroelectricidad del Pacifico Srl de cv</td>
<td>Città del Messico</td>
<td>Messico</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>30.890.636</td>
<td>Peso messicano</td>
<td>99,99% 99,99%</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidromac Energy BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>18.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Hydro Constructional SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Ingegneria nel settore elettrico, trading di energia e servizi nel settore energetico</td>
<td>4.230.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Hydro Dolomiti Enel Srl</td>
<td>Trento</td>
<td>Italia</td>
<td>Produzione, acquisto e vendita di energia elettrica</td>
<td>3.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Hydrogen Park -Marghera per l'idrogeno scrl</td>
<td>Venezia</td>
<td>Italia</td>
<td>Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno</td>
<td>245.000</td>
<td>Euro</td>
<td>55,10% 55,10%</td>
</tr>
<tr>
<td>Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv</td>
<td>Città del Messico</td>
<td>Messico</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>308.628.665</td>
<td>Peso messicano</td>
<td>0,01% 99,99% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Wind Parks of Crete SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.093.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Wind Parks of Thrace SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>13.957.500</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Wind Power SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>6.615.300</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Dettura da</td>
</tr>
<tr>
<td>----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>------------------</td>
<td>--------</td>
<td>------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Latin America Energy Holding BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>18.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Linea Albania-Italia Shpk</td>
<td>Tirana</td>
<td>Albania</td>
<td>Costruzione, manutenzione e gestione di merchant lines</td>
<td>27.460.000</td>
<td>Lek</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Marcinelle Energie SA</td>
<td>Marcinelle</td>
<td>Belgio</td>
<td>Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica</td>
<td>3.061.500</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Maritza East III Power Holding BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>100.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Produzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Maritza O&amp;M Holding Netherlands BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>40.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Produzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Maya Energy BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>18.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Latin America Energy Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro srl de cv</td>
<td>Città del Messico</td>
<td>Messico</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>181.727.301</td>
<td>Peso messicano</td>
<td>Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv</td>
</tr>
<tr>
<td>Nuove Energie Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Realizzazione e gestione di infrastrutture per la gasificazione del GNL</td>
<td>4.100.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Trade SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Ochrana a bezpečnost SE AS</td>
<td>Mochovice</td>
<td>Slovacchia</td>
<td>Servizi di security</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Corona slovacca</td>
<td>Slovenske elektrárne AS</td>
</tr>
<tr>
<td>OGK-5 OJSC</td>
<td>Ekaterinburg</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>35.371.898.370</td>
<td>Rublo</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>OGK-5 Finance LLC</td>
<td>Mosca</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Finanziaria</td>
<td>10.000.000</td>
<td>Rublo</td>
<td>OGK-5 OJSC</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de Beausejour Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de Bouville Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de Coulonges-Thouarsais Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de la Chapelle Gaudin Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de la Grande Epine Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de la Parigodière Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de la Terre aux Saints Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de la Vallière Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de la Vigne de Foix Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de Noitreterre Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de Pouldre l’Hermenault Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien des Ramiers Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien de Thire Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>-----------</td>
<td>---------------------------------------------------</td>
<td>------------------</td>
<td>----------</td>
<td>------------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolien du Mesnil Sasu</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>37.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Portoscuso Energia Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>10.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Pragma Energy SA</td>
<td>Lugano</td>
<td>Svizzera</td>
<td>Trading di carbone</td>
<td>4.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Prof-Energo LLC</td>
<td>Sredneuralsk</td>
<td>Russia</td>
<td>Servizi nel settore energetico</td>
<td>10.000</td>
<td>Rublo</td>
<td>Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC</td>
</tr>
<tr>
<td>Proveedora de Electricidad de Occidente Srl de cv</td>
<td>Città del Messico</td>
<td>Messico</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>89.707.135</td>
<td>Peso messicano</td>
<td>Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv</td>
</tr>
<tr>
<td>Reti Gas Srl</td>
<td>Milano</td>
<td>Italia</td>
<td>Realizzazione di strutture a rete nel settore del gas</td>
<td>11.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Rete Gas SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC</td>
<td>Nevinnomyssk</td>
<td>Russia</td>
<td>Servizi nel settore energetico</td>
<td>10.571.300</td>
<td>Rublo</td>
<td>OGK-5 OJSC OGK-5 Finance LLC</td>
</tr>
<tr>
<td>Sfera - Società per la formazione e le risorse aziendali Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Formazione e reimpiego delle risorse umane</td>
<td>2.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>SLAP BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>18.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Latin America Energy Holding BV</td>
</tr>
<tr>
<td>Slovenské elektrárne AS</td>
<td>Bratislava</td>
<td>Slovacchia</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>38.238.803.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Produzione SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>Slovenské elektrárne Finance BV</td>
<td>Rotterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Finanziaria</td>
<td>18.200</td>
<td>Euro</td>
<td>Slovenské elektrárne AS</td>
</tr>
<tr>
<td>Société Armoricaine d’Energie Eoliennne Sarl</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Société du Parc Eolien du Chemin de la Ligue Snc</td>
<td>Meyzieu</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Société du Parc Eolien du Mazet Saint Voy Sarl</td>
<td>Mese</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>4.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Société du Parc Eolien Grandes Terres Est Eurl</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Société du Parc Eolien Grandes Terres Ouest Eurl</td>
<td>Lione</td>
<td>Francia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Erelis Sas</td>
</tr>
<tr>
<td>Teploprogress OJSC</td>
<td>Sredneuralsk</td>
<td>Russia</td>
<td>Vendita di energia elettrica</td>
<td>128.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>OGK-5 Finance LLC</td>
</tr>
<tr>
<td>Vallenergie SpA</td>
<td>Aosta</td>
<td>Italia</td>
<td>Vendita di energia elettrica</td>
<td>1.700.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
</tr>
<tr>
<td>VERNE sro</td>
<td>Bratislava</td>
<td>Slovacchia</td>
<td>Factoring</td>
<td>200.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Slovenské elektrárne AS</td>
</tr>
<tr>
<td>Vyzkont sro</td>
<td>Trnava</td>
<td>Slovacchia</td>
<td>Stocaggiamento di rifiuti radioattivi</td>
<td>200.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Slovenské elektrárne AS</td>
</tr>
<tr>
<td>Water &amp; Industrial Services Company SpA</td>
<td>Monza</td>
<td>Italia</td>
<td>Depurazione delle acque radioattive</td>
<td>15.615.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel NewHydro Srl</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Thrace SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>13.537.200</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Le imprese possedute da Enel North America Inc. e da Enel Latin America LLC consolidate con il metodo integrale formano oggetto di elenchi separati.
Elenco delle imprese possedute da Enel North America Inc. incluse nell’area di consolidamento con il metodo integrale al 31.12.2008 (1)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Denominazione sociale</th>
<th>Sede legale</th>
<th>Nazione</th>
<th>Capitale sociale (2)</th>
<th>Valuta</th>
<th>Detenuta da (3)</th>
<th>% di possesso</th>
<th>% di possesso del Gruppo</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Controllate:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>50 Dollaro statunitense</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Agassiz Beach LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00%</td>
<td>49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Aqueonergy Systems Inc.</td>
<td>Greenville (South Carolina)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>10.500 Dollaro statunitense</td>
<td>Consolidated Hydro Southeast Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Asotin Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Autumn Hills LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00%</td>
<td>49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Azizosaloh Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Barnett Hydro Company</td>
<td>Burlington (Vermont)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Sweetwater Hydroelectric Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Beaver Falls Water Power Company</td>
<td>Philadelphia (Pennsylvania)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>2 Dollaro statunitense</td>
<td>Hydro Development Group Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Beaver Valley Holdings Ltd.</td>
<td>Philadelphia (Pennsylvania)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>30 Dollaro statunitense</td>
<td>Hydro Development Group Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Black River Hydro Assoc.</td>
<td>New York (New York)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>(Cataldo) Hydro Power Associates</td>
<td>75,00%</td>
<td>75,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Boott Field LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Boott Hydropower Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Boott Hydropower Inc.</td>
<td>Boston (Massachusetts)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Boott Sheldon Holdings LLC</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Boott Sheldon Holdings LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Hydro Finance Holding Company Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>BP Hydro Associates</td>
<td>Boise (Idaho)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Chi Idaho Inc.</td>
<td>68,00%</td>
<td>68,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>BP Hydro Finance Partnership</td>
<td>Salt Lake City (Utah)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>BP Hydro Associates Fulcrum Inc.</td>
<td>75,92%</td>
<td>75,92%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Bypass Limited</td>
<td>Boise (Idaho)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>El Dorado Hydro</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Bypass Power Company</td>
<td>Los Angeles (California)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Chi West Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Canastota Wind Power LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Essex Company</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Castle Rock Ridge Limited Partnership</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Enel Alberta Wind Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(Cataldo) Hydro Power Associates</td>
<td>New York (New York)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Hydro Development Group Inc.</td>
<td>50,00%</td>
<td>50,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Acquisitions Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Acquisitions II Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Black River Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Canada Inc.</td>
<td>Montreal (Québec)</td>
<td>Canada</td>
<td>1.757.364 Dollaro canadese</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Dexter Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Highfalls Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Hydroelectric Company Inc.</td>
<td>St. John (Newfoundland)</td>
<td>Canada</td>
<td>6.834.448 Dollaro canadese</td>
<td>Chi Canada Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Idaho Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Acquisitions Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Magic Valley Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Acquisitions Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Mountain States Operations Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Acquisitions Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Operations Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Power Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Power Marketing Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi S. F. LP</td>
<td>Montreal (Québec)</td>
<td>Canada</td>
<td>-</td>
<td>Chi Hydroelectric Company Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Universal Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi West Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100 Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Acquisitions Inc.</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Capitale sociale (€)</td>
<td>Valuta</td>
<td>Dettentura da (1)</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>-------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------------------</td>
<td>--------</td>
<td>------------------</td>
<td>------------------------</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Chi Western Operations Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Acquisitions Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Coneross Power Corporation Inc.</td>
<td>Greenville (South Carolina)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>110.000</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Aquenergy Systems Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Consolidated Hydro Mountain States Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Acquisitions Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Consolidated Hydro New Hampshire Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>130</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Universal Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Consolidated Hydro New York Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>200</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Consolidated Hydro Southeast Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Acquisitions II Inc.</td>
<td>95,00% 5,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Consolidated Pumped Storage Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>80,00% 20,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Copenhagen Associates</td>
<td>New York (New York)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Hydro Development Group Inc.</td>
<td>50,00% 99,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Crosby Drive Investments Inc.</td>
<td>Boston (Massachusetts)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Austin Hydro Company Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>El Dorado Hydro</td>
<td>Los Angeles (California)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Olympe Inc.</td>
<td>82,50% 17,50% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Alberta Wind Inc.</td>
<td>Calgary</td>
<td>Canada</td>
<td>16.251.021</td>
<td>Dollaro canadese</td>
<td>Chi Canada Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Cova Fort LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel Geothermal LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Cova Fort II LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel Geothermal LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Geothermal LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Essex Company</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Kansas LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Newk Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Salt Wells LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel Geothermal LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Smoky LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel Kansas Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Stillwater LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel Geothermal LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Surprise Valley LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel Geothermal LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Texkkan Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Power Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Washington DC LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Acquisitions Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Essex Company</td>
<td>Boston (Massachusetts)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Florence Hills LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind Inc.</td>
<td>49,00% 99,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Fulcrum Inc.</td>
<td>Boise (Idaho)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>1.002,50</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Consolidated Hydro Mountain States Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Gauley Hydro LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Essex Company</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Gauley River Management Corporation</td>
<td>Willison (Vermont)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Gauley River Power Partners LP</td>
<td>Willison (Vermont)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Gauley River Management Corporation</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Hasley Ridge LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Highfalls Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Hope Creek LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Hosery Mills Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Acquisitions Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Hydrodev Inc.</td>
<td>Montreal (Québec)</td>
<td>Canada</td>
<td>7.587.320</td>
<td>Dollaro canadese</td>
<td>Chi Canada Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Hydrodev Limited Partnership</td>
<td>Montreal (Québec)</td>
<td>Canada</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Canada Inc.</td>
<td>48,90% 0,10% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Hydro Development Group Inc.</td>
<td>Albany (New York)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>12,25</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Acquisitions II Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Hydro Energies Corporation</td>
<td>Willison (Vermont)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>5.000</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Hydro Finance Holding Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Jack River LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Jessica Mills LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Julia Hills LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Kings River Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Kinneytown Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>LaChute Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Lawrence Hydroelectric Associates LP</td>
<td>Boston (Massachusetts)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Essex Company</td>
<td>92,50% 7,50% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Littleville Power Company Inc.</td>
<td>Boston (Massachusetts)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Hydro Development Group Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Lower Saranac Corporation</td>
<td>New York (New York)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>2</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Twin Saranac Holdings LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Lower Saranac Hydro Partners</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Lower Saranac Corporation</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detturata da</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>-----------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------</td>
<td>------------------------</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Mascoma Hydro Corporation</td>
<td>Concord (New Hampshire)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Acquisitions II Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Metro Wind LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Mill Shoals Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Minnewaska Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Mississquoi Associates</td>
<td>Los Angeles (California)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Sheldon Vermont Hydro Company Inc. Sheldon Springs Hydro Associates LP</td>
<td>1,00% 99,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Motherlode Hydro Inc.</td>
<td>Los Angeles (California)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi West Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Newkan Renewables LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel Newkan Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Newbury Hydro Company</td>
<td>Burlington (Vermont)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Sweetwater Hydroelectric Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>NeWind Group Inc.</td>
<td>St. John (Newfoundland)</td>
<td>Canada</td>
<td>578,192</td>
<td>Dollaro canadese</td>
<td>Chi Canada Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Northwest Hydro Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi West Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Notch Butte Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>O&amp;M Cogeneration Inc.</td>
<td>Montreal (Québec)</td>
<td>Canada</td>
<td>15</td>
<td>Dollaro canadese</td>
<td>Hydrodev Inc.</td>
<td>66,66% 66,66%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Olympe Inc.</td>
<td>Los Angeles (California)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi West Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ottauquechee Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Finance LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Pelzer Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Consolidated Hydro Southeast Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Pyrites Associates</td>
<td>New York (New York)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Hydro Development Group Inc. Chi Dexter Inc.</td>
<td>50,00% 50,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Rock Creek Limited Partnership</td>
<td>Los Angeles (California)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>El Dorado Hydro</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Rutherford Ridge LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>SE Hazelton A. LP</td>
<td>Los Angeles (California)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Bypass Limited</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sheldon Springs Hydro Associates LP</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Sheldon Vermont Hydro Company Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sheldon Vermont Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Booth Sheldon Holdings LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Slate Creek Hydro Associates LP</td>
<td>Los Angeles (California)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Slate Creek Hydro Company Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Slate Creek Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Acquisitions II Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Smoky Hills Wind Farm LLC</td>
<td>Topka (Kansas)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel Teksan Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Smoky Hills Wind Project II LLC</td>
<td>Topka (Kansas)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel Smoky LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Snyder Wind Farm LLC</td>
<td>Dallas (Texas)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Teksan Wind LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Soliloquy Ridge LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Somersworth Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Universal Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Southwest Transmission LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Spartan Hills LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>St-Felicien Cogeneration</td>
<td>Montreal (Québec)</td>
<td>Canada</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Gestion Cogeneration Inc.</td>
<td>50,00% 50,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Summit Energy Storage Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>8,200</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>75,00% 75,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sun River LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sweetwater Hydroelectric Inc.</td>
<td>Concord (New Hampshire)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>250</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Chi Acquisitions II Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Teksan Wind LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel Teksan Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>TKO Power Inc.</td>
<td>Los Angeles (California)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi West Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Triton Power Company</td>
<td>New York (New York)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Highfalls Inc. Highfalls Hydro Company Inc.</td>
<td>2,00% 98,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Tsar Nicholas LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Twin Falls Hydro Associates</td>
<td>Seattle (Washington)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Twin Falls Hydro Company Inc.</td>
<td>51,00% 51,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Twin Falls Hydro Company Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>10</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Twin Saranac Holdings LLC</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Twin Lake Hills LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Twin Saranac Holdings LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Western New York Wind Corporation</td>
<td>Albany (New York)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>300</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Enel North America Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Willimantic Power Corporation</td>
<td>Hartford (Connecticut)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Acquisitions Inc.</td>
<td>100,00% 100,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Winter's Spawn LLC</td>
<td>Minneapolis (Minnesota)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Chi Minnesota Wind LLC</td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Tutte le imprese svolgono attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
(2) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.
(3) Per le società le cui percentuali di possesso sono inferiori al 50% Enel North America Inc. detiene azioni privilegiate che le consentono di determinare le politiche finanziarie e operative e peraltro di esercitare sulle stesse una influenza dominante.
<table>
<thead>
<tr>
<th>Denominazione sociale</th>
<th>Sede legale</th>
<th>Nazione</th>
<th>Capitale sociale (1)</th>
<th>Valuta</th>
<th>Deterunata da (3)</th>
<th>% di possesso del Gruppo</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Controllante:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Latin America LLC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>-</td>
<td>Enel Latin America BV</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Controllate:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Alvorada Energia SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasilie</td>
<td>17.117.415,92</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enel Brasil Partecipazioni Ltda</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Apiacás Energia SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasilie</td>
<td>21.216.846,33</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enel Brasil Partecipazioni Ltda</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Braço Norte Energia SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasilie</td>
<td>13.478.767,05</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enel Brasil Partecipazioni Ltda</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Central American Power Services Inc.</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>1 Dollar statunitense</td>
<td>Enel Latin America LLC</td>
<td>100,00%</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Conexión Energetica Centroamericana El Salvador SA de CV</td>
<td>San Salvador</td>
<td>El Salvador</td>
<td>7.950.600</td>
<td>Colon salvadoregno</td>
<td>Grupo EGI SA de cv Enel Latin America LLC</td>
<td>40,86%</td>
</tr>
<tr>
<td>Cuabá Energia SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasilie</td>
<td>3.261.038,39</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enel Brasil Partecipazioni Ltda</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>EGI Costa Rica Viento SA</td>
<td>San José</td>
<td>Costa Rica</td>
<td>100.000</td>
<td>Colon costaricano</td>
<td>Enel de Costa Rica SA</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa Electrica Panguipulli SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>14.053.147</td>
<td>Peso colono</td>
<td>Energía Alerce Ltda Enel Chile Ltda</td>
<td>0,01%</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa Electrica Pueyheue SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>11.169.752.000</td>
<td>Peso colono</td>
<td>Energía Alerce Ltda Enel Chile Ltda</td>
<td>0,10%</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa Nacional de Geotermia SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>-</td>
<td>Enel Chile Ltda</td>
<td>51,00%</td>
<td>49,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Brasil Partecipazioni Ltda</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasilie</td>
<td>419.400.000</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enel Green Power Holding Sarl (già Enel Green Power International SA) Enel Latin America LLC</td>
<td>0,01%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Chile Ltda</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>15.414.240.752</td>
<td>Peso colono</td>
<td>Hydromac Energy BV Energía Alerce Ltda</td>
<td>0,01%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel de Costa Rica SA</td>
<td>San José</td>
<td>Costa Rica</td>
<td>35.000.000</td>
<td>Colon costaricano</td>
<td>Enel Latin America LLC</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Guatemala SA</td>
<td>Guatemala</td>
<td>Guatemala</td>
<td>5.000</td>
<td>Quetzal guatemalteco</td>
<td>Enel Green Power Holding Sarl (già Enel Green Power International SA) Enel Latin America LLC</td>
<td>2,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energía Alerce Ltda</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Peso colono</td>
<td>Enel Green Power Holding Sarl (già Enel Green Power International SA)</td>
<td>0,10%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energía Global Operaciones SA</td>
<td>San José</td>
<td>Costa Rica</td>
<td>10.000</td>
<td>Colon costaricano</td>
<td>Enel de Costa Rica SA</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energía Global de México ENEREMEX SA de cv</td>
<td>Andover (Massachusetts)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>50.000</td>
<td>Peso messicano</td>
<td>Enel Latin America LLC</td>
<td>99,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energía Nueva Energía Limpia México Srl de cv</td>
<td>Andover (Massachusetts)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>3.000</td>
<td>Peso messicano</td>
<td>Enel Latin America LLC Enel Guatemala SA</td>
<td>99,97%</td>
</tr>
<tr>
<td>Generadora de Occidente Ltda</td>
<td>Guatemala</td>
<td>Guatemala</td>
<td>16.261.697,33</td>
<td>Quetzal guatemalteco</td>
<td>Enel Latin America LLC Enel Guatemala SA</td>
<td>99,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Generadora Montecristo SA</td>
<td>Guatemala</td>
<td>Guatemala</td>
<td>5.000</td>
<td>Quetzal guatemalteco</td>
<td>Enel Latin America LLC Enel Guatemala SA</td>
<td>99,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Geotermica del Norte SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>-</td>
<td>Enel Chile Ltda</td>
<td>51,00%</td>
<td>49,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Grupo EGI SA de cv</td>
<td>San Salvador</td>
<td>El Salvador</td>
<td>3.448.800</td>
<td>Colon salvadoregno</td>
<td>Enel Green Power Holding Sarl (già Enel Green Power International SA) Enel Latin America LLC</td>
<td>0,01%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Capitale sociale (2)</td>
<td>Valuta</td>
<td>Dettenu da (3)</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>-------------------------------</td>
<td>----------------</td>
<td>---------------</td>
<td>----------------------</td>
<td>-------------------------</td>
<td>--------------------------------</td>
<td>--------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Isamu Ikeda Energia SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>82.974.475,77</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enel Brasil Participações Ltda</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Molinos de Viento del Arenal SA</td>
<td>San José</td>
<td>Costa Rica</td>
<td>9.709.200</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>EGI Costa Rica Viento SA</td>
<td>49,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Operacion Y Mantenimiento</td>
<td>San José</td>
<td>Costa Rica</td>
<td>30.000</td>
<td>Colon costaricano</td>
<td>Enel Costa Rica Viento SA</td>
<td>85,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Tierras Morenas SA</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>P.H. Chucas SA</td>
<td>San José</td>
<td>Costa Rica</td>
<td>100.000</td>
<td>Colon costaricano</td>
<td>Enel de Costa Rica SA</td>
<td>28,57%</td>
</tr>
<tr>
<td>P.H. Don Pedro SA</td>
<td>San José</td>
<td>Costa Rica</td>
<td>100.001</td>
<td>Colon costaricano</td>
<td>Enel de Costa Rica SA</td>
<td>33,44%</td>
</tr>
<tr>
<td>P.H. Guacimo SA</td>
<td>San José</td>
<td>Costa Rica</td>
<td>50.000</td>
<td>Colon costaricano</td>
<td>Enel Latin America LLC Enel de Costa Rica SA</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>P.H. Guacimo SA</td>
<td>San José</td>
<td>Costa Rica</td>
<td>100.001</td>
<td>Colon costaricano</td>
<td>Enel de Costa Rica SA</td>
<td>34,32%</td>
</tr>
<tr>
<td>Primavera Energia SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>29.556.575,78</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enel Brasil Participações Ltda</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Renovables de Guatemala SA</td>
<td>Guatemala</td>
<td>Guatemala</td>
<td>5.000</td>
<td>Quetzal guatemalteco</td>
<td>Enel Latin America LLC Enel Guatemala SA</td>
<td>98,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Quatiara Energía SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>12.148.511,80</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enel Brasil Participações Ltda</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Socibe Energía SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>33.969.032,25</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enel Brasil Participações Ltda</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Tecnoguat SA</td>
<td>Guatemala</td>
<td>Guatemala</td>
<td>30.948.000</td>
<td>Quetzal guatemalteco</td>
<td>Enel Latin America LLC</td>
<td>75,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Vale Energética SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>18.589.343,63</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enel Brasil Participações Ltda</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>VP Energía SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>12.137.505,52</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enel Brasil Participações Ltda</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

(1) Tutte le imprese svolgono attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
(2) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.
(3) Per le società le cui percentuali di possesso sono inferiori al 50% Enel Latin America LLC detiene azioni privilegiate che le consentono di determinare le politiche finanziarie e operative e pertanto di esercitare sulle stesse una influenza dominante.
Elenco delle imprese incluse nell’area di consolidamento con il metodo proporzionale al 31.12.2008

<table>
<thead>
<tr>
<th>Denominazione sociale</th>
<th>Sede legale</th>
<th>Nazione</th>
<th>Attività</th>
<th>Capitali sociale Valuta</th>
<th>Detenuta da</th>
<th>% di possesso del Gruppo</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Controllante:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>1.270.502.540,4 Euro</td>
<td>Enel Energy Europe Srl</td>
<td>67,05%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Controllate:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Aguas Santiago Poniente SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Servizi</td>
<td>5.586.660.769 Peso cileno</td>
<td>Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda Sociedad Agricola Postos Verdes Ltda</td>
<td>25,82% 32,06%</td>
</tr>
<tr>
<td>Aguilon 20 SA</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.400 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>50,99% 34,19%</td>
</tr>
<tr>
<td>Aiolikh Sidrokastroy SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.360.000 Euro</td>
<td>Mytilhrnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</td>
<td>99,00% 26,83%</td>
</tr>
<tr>
<td>Aiolikh Androu Tsirvildi SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Mytilhrnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</td>
<td>99,00% 26,83%</td>
</tr>
<tr>
<td>Aiolikh Androu Xitokampi SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Mytilhrnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</td>
<td>99,00% 26,83%</td>
</tr>
<tr>
<td>Aiolikh Evias Chelona SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Mytilhrnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</td>
<td>99,00% 26,83%</td>
</tr>
<tr>
<td>Aiolikh Evias Diakoftis SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Mytilhrnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</td>
<td>99,00% 26,83%</td>
</tr>
<tr>
<td>Aiolikh Evias Punta SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Mytilhrnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</td>
<td>99,00% 26,83%</td>
</tr>
<tr>
<td>Aiolikh Evias Pyrgos SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Mytilhrnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</td>
<td>99,00% 26,83%</td>
</tr>
<tr>
<td>Aiolikh Martinou SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>300.000 Euro</td>
<td>Delta Energiaki SA</td>
<td>100,00% 30,18%</td>
</tr>
<tr>
<td>Aiolikh Samothnakis SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Mytilhrnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</td>
<td>99,00% 26,83%</td>
</tr>
<tr>
<td>Almussafes Servicios Energéticos SL</td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica</td>
<td>3.010 Euro</td>
<td>Enel Energy Europe Srl</td>
<td>100,00% 67,05%</td>
</tr>
<tr>
<td>Amplia Energia e Servicos SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>998.200.000 Real brasileiro</td>
<td>Eneresia SA Chlectica SA Chlectica Inversud SA Endesa Brasil SA</td>
<td>13,68% 10,34% 21,02% 46,89%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitali</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detentore da</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>----------</td>
<td>---------</td>
<td>--------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Amsale Investimentos e Servicios SA</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>120.000.000</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Enersis SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Chilcosta SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Chilcosta Inversus SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Enersa Brasil SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Ananesimes Pigesboriou Agaiaou SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Mythipnais Aolikh Energetik Ellados SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Andorra Desarrollo SA</td>
<td>Teruel</td>
<td>Spagna</td>
<td>Sviluppo regionale</td>
<td>901.500</td>
<td>Euro</td>
<td>Enersa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Apamea 2000 SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi</td>
<td>3.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enersa SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Aragonesa de Actividades Energéticas SA</td>
<td>Teruel</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>60.100</td>
<td>Euro</td>
<td>Enersa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Argyri Energiaiki SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Delta Energiaiki SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Asin Carbono USA INC</td>
<td>Wilmington (Delaware)</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td>Asin Holdings Limited LLC</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Asin Holdings Limited LLC</td>
<td>Virginia</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>20.000</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Endesa Carbono SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Asociación Nuclear Asco-Vandellos II AIE</td>
<td>Tarragona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica</td>
<td>19.232.400</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Atacama Finance Co.</td>
<td>N.A.</td>
<td>Isole Cayman</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>6.300.000</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Inversiones Gas Atacama Holding Ltda</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Atelgen - Produção de Energia Ace</td>
<td>Barcelos</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td>TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Bioasa SA</td>
<td>Bogotà D.C.</td>
<td>Colombia</td>
<td>Produzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>1.955.000.000</td>
<td>Peso colombiano</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Biovatt - Recursos Energéticos Ltda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Marketing di progetti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>4.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finege-Gestao de Projectos Energéticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Bolonia Real Estate SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Attività immobiliare</td>
<td>3.008</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Cam Brasil Multiservicos Ltda</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>Acquisto e rivendita di prodotti elettrici</td>
<td>14.327.826</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Caminhos de Santiago</td>
<td>Valença</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Eenvr - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Campos - Recursos Energéticos Ace</td>
<td>Barroselas</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td>TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Carboex SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Fornitura di combustibili</td>
<td>24.040.480</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Carbones de Berga SA</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Attività mineraria</td>
<td>649.080</td>
<td>Euro</td>
<td>Minas Y Ferrocarril de Utrillas SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Carbopego - Abastecimientos e Combustibles SA</td>
<td>Abrantes</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Fornitura di combustibili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Carvemagere - Manutenção e Energias Renováveis Ltda</td>
<td>Barcelos</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Cogenereazione di energia elettrica e termica</td>
<td>85.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Fenerge-Gestao de Projectos Energéticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Centrais Elétricas Cachoeira Dourada SA</td>
<td>Goiania</td>
<td>Brasile</td>
<td>Produzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>289.000.000</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Endesa Brasil SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Central Dock Sud SA</td>
<td>Buenos Aires</td>
<td>Argentina</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>468.186.000</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Sociedad Inversora Dock Sud SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Central Edilica Canela SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>11.280.760.000</td>
<td>Peso cilenno</td>
<td>Endesa Eco SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA</td>
<td>Caucaia</td>
<td>Brasile</td>
<td>Impianti di generazione termoelettrici</td>
<td>93.000.000</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Endesa Brasil SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Centrales Hidroeléctricas de Apurí SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Progettazione</td>
<td>20.000.000.000</td>
<td>Peso cilenno</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>-------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>-----------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Cerveirenses</td>
<td>Vila Nova de Cerveira</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Eevm - Emreprendimentos Eólicos Vale de Minho SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Chilreca Inversud SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>892.012.110,92</td>
<td>Dollar statunitense</td>
<td>Chilreca SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Chilreca SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>2.364.494</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda Eneris SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Chinango SAC</td>
<td>Lima</td>
<td>Cile</td>
<td>Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica</td>
<td>1.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Edegel SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Cogeneratio J. Vilaseca A.I.E</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti di produzione a ciclo combinato</td>
<td>721.210</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovable SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Colina - Produção de Energia Eléctrica Ltda</td>
<td>Lisbona</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>5.486,78</td>
<td>Euro</td>
<td>Parque Eólico do Mainho do Céu SA PP - Co-Geração SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Energética do Ceará SA</td>
<td>Fortaleza</td>
<td>Brasil</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>433.000.000</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Endesa Brasil SA Invests SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Térmica do Beato Ace</td>
<td>Lisbona</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>TP - Sociedade Térmicas Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Térmica do Serrado Ace</td>
<td>Paços de Brandão</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>TP - Sociedade Térmicas Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Térmica Hectare Ace</td>
<td>Alcochete</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>TP - Sociedade Térmicas Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Térmica Lusol Ace</td>
<td>Barreiro</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>TP - Sociedade Térmicas Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Térmica Oliveira Ferreira Ace</td>
<td>Riba de Ave</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>TP - Sociedade Térmicas Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Térmica Ponte da Pedra Ace</td>
<td>Maia</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>TP - Sociedade Térmicas Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Térmica Ribera S. Pao de Oleiros</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td>TP - Sociedade Térmicas Portuguesa SA PP - Co-Geração SA</td>
<td>51,00%</td>
<td>33,53%</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Americana de Multiservicios de Argentina Ltda</td>
<td>Capital Federal</td>
<td>Argentina</td>
<td>Servizi</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Companhia Americana de Multiservicios de Chile Ltda Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Americana de Multiservicios de Chile Ltda</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Servizi</td>
<td>2.572.038.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Enersis SA Synopsis Soluciones Y Servicios SA Ltda</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Americana de Multiservicios de Colombia Ltda</td>
<td>Bogotá D.C.</td>
<td>Colombia</td>
<td>Servizi</td>
<td>1.615.500.000</td>
<td>Peso colombiano</td>
<td>Companhia Americana de Multiservicios de Chile Ltda</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Americana de Multiservicios Del Perú Ltda</td>
<td>Lima</td>
<td>Perù</td>
<td>Servizi</td>
<td>5.220.000</td>
<td>Nuevo Sol peruviano</td>
<td>Companhia Americana de Multiservicios de Chile Ltda</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia de Interconexión Rio de Janeiro Energética SA</td>
<td>Brasile</td>
<td>Servizi</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>285.000.000</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Endesa Brasil SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia de Tramisión Del Mercosur SA</td>
<td>Capital Federal</td>
<td>Argentina</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>14.175.999</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Companhia de Interconexión Energética SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Distribuidora Y Comercializadora de Energía SA</td>
<td>Bogotá D.C.</td>
<td>Colombia</td>
<td>Distribuzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>13.209.330.000</td>
<td>Peso colombiano</td>
<td>Enersis SA Chilreca SA Endesa Latinoamérica SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Eléctrica San Isidro SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>28.679</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Eléctrica Tarapacá SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>49.772.000.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>------------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Companhia Térmica Tagol, Ltda</strong></td>
<td>Algés</td>
<td>Portugal</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>5.000 Euro</td>
<td>TP - Società Térmica Portuguesa SA</td>
<td>95,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Compostilla Re. SA</strong></td>
<td>Luxemburgo</td>
<td>Luxemburgo</td>
<td>Riassicurazione</td>
<td>9.000.000 Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Concentrasolar SL</strong></td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti fotovoltaici</td>
<td>10.000 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Confinsel AIE</strong></td>
<td>Girona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>30.050 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Consortio Ara-Ingendesa Ltda</strong></td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Progettazione e servizi di consulenza</td>
<td>1.000.000 Peso cileno</td>
<td>Empresa de Ingeniería Ingendesa SA</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Consortio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL</strong></td>
<td>Cádiz</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti eolici</td>
<td>200.000 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Consortio Ingendesa-Minmetal Ltda</strong></td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Servizi di ingegneria</td>
<td>2.000.000 Peso cileno</td>
<td>Empresa de Ingeniería Ingendesa SA</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Constructora Y Proyectos Los Matenes SA</strong></td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Ingegneria e costruzioni</td>
<td>3.110.050.000 Peso cileno</td>
<td>Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda</td>
<td>55,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Courenses</strong></td>
<td>Paredes de Coura</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000 Euro</td>
<td>Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA</td>
<td>84,99%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Cte - Central Térmica do Estuário Ltda</strong></td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>564.000 Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Delta Energik SA</strong></td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>15.000.000 Euro</td>
<td>Endesa Hellas Power Generation and Supplies SA</td>
<td>90,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Desaladora de Carboneras U.T.E.</strong></td>
<td>Carboneras (Almeria)</td>
<td>Spagna</td>
<td>Costruzione e gestione di un impianto di desalinarizzazione</td>
<td>6.010 Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
<td>75,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Distribución Y Comercialización de Gas Extremadura Dicogexsa SA</strong></td>
<td>Badajoz</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distribuzione di gas</td>
<td>21.632.400 Euro</td>
<td>Endesa Gas SAU</td>
<td>47,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Distribuidora de Energia Eléctrica Del Bages SA</strong></td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distribuzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>108.240 Euro</td>
<td>Hidroeléctrica de Catalunya SL Endesa Red SA</td>
<td>45,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Distribuidora Eléctrica Del Puerto de La Cruz SA</strong></td>
<td>Tenerife</td>
<td>Spagna</td>
<td>Acquisto, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>12.621.210 Euro</td>
<td>Endesa Red SA</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Distribuidora Regional de Gas SA</strong></td>
<td>Medina Del Campo (Valladolid)</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distribuzione e vendita di gas</td>
<td>3.606.000 Euro</td>
<td>Endesa Gas SAU</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Distrilec Inversora SA</strong></td>
<td>Capital Federal</td>
<td>Argentina</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>505 Peso argentino</td>
<td>Endesa SA</td>
<td>27,19%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Edegel SA</strong></td>
<td>Lima</td>
<td>Perù</td>
<td>Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>2.064.301.735 Nuevo Sol peruviano</td>
<td>Generandes Perú SA Generalma SA</td>
<td>54,20%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA</strong></td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000 Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA</td>
<td>85,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA</strong></td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>200.000 Euro</td>
<td>Eol Verde Energia Eólica SA</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eleegas SA</strong></td>
<td>Santarem</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica a ciclo combinato</td>
<td>50.000 Euro</td>
<td>Endesa Generación de Portugal</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eléctrica de La Franja SL</strong></td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>3.010 Euro</td>
<td>Endesa Distribución Eléctrica SL</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eléctrica de Lijar SL</strong></td>
<td>Cádiz</td>
<td>Spagna</td>
<td>Trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>1.081.820 Euro</td>
<td>Endesa Red SA</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Electricidad de Puerto Real SA</strong></td>
<td>Cádiz</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distribuzione e fornitura di energia elettrica</td>
<td>6.611.110 Euro</td>
<td>Endesa Distribución Eléctrica SL</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
</tr>
<tr>
<td>----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>----------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Ellinki Fotovoltaiki SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Mytilinios Aiolikh Energeiak Ellados SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresas E.S.P</td>
<td>Bogotá D.C.</td>
<td>Colombia</td>
<td>Produzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>1.100.000.000</td>
<td>Peso colombiano</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empreendimentos Edico da Rasa Ltda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empreendimentos Edico de Rego Ltda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empreendimentos Eólicos da Serra do Sicó SA</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>TP - Sociedade Tèrmica Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empreendimentos Eólicos de Algodia Ltda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.150.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empreendimentos Eólicos de Pracana Ltda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empreendimentos Eólicos de Ribabelide SA</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empreendimentos Eólicos de Viale Lda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empreendimentos Eólicos do Verde Horizonte SA</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa Carbonífera Del Sur SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Attività mineraria</td>
<td>18.030.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SA</td>
<td>Lima</td>
<td>Perù</td>
<td>Distribuzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>738.563.900</td>
<td>Nuevo Sol peruviano</td>
<td>Generalima SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa de Ingeniería Ingenesal SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Servizi di ingegneria</td>
<td>2.037.887.609</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa Distribuidora Sur SA</td>
<td>Capital Federal</td>
<td>Argentina</td>
<td>Distribuzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>898.858.00</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Enersis SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa Electrica Cabo Blanco SA</td>
<td>Lima</td>
<td>Perù</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>46.508.170</td>
<td>Nuevo Sol peruviano</td>
<td>Enesa Latinoamérica SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa Electrica de Colina Ltda</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>85.000.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Chilcota SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa Electrica de Piura SA</td>
<td>Lima</td>
<td>Perù</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>73.982.594</td>
<td>Nuevo Sol peruviano</td>
<td>Empresa Electrica Cabo Blanco SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa Electrica Pehuenche SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>157.972.199.00</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>979.157.000.00</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Enersis SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Determ. da</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>-----------------</td>
<td>--------</td>
<td>------------</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Brasil SA</strong></td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>916.800.000</td>
<td>Real brasileño</td>
<td>Enersis SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>ChiloeSA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Chiloe InversuSA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Endesa Latinoamericana SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Edegel SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Capital Finance L.L.C.</strong></td>
<td>Delaware</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>Finanziaria</td>
<td>100</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>International Endesa BV</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Capital SA</strong></td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Finanziaria</td>
<td>60.200</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Carbono SL</strong></td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Commercializzazione dei diritti di emissione</td>
<td>17.200</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Cemsa SA</strong></td>
<td>Capital Federal</td>
<td>Argentina</td>
<td>Commercializzazione di energia elettrica</td>
<td>14.010.000</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Endesa Latinoamericana SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Endesa Argentina SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</strong></td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile</td>
<td>127.674.800</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Costanera SA</strong></td>
<td>Capital Federal</td>
<td>Argentina</td>
<td>Produzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>146.990.000</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Endesa Argentina SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Southern Core Power Argentina SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Desarrollo SL</strong></td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>3.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Distribución Electrica SL</strong></td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distribuzione di energia elettrica</td>
<td>1.204.540.060</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Red SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Eco SA</strong></td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Studio e progetti nel campo delle fonti rinnovabili</td>
<td>580.000.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Endesa Inversiones Generales SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Energía SA</strong></td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Marketing di prodotti energetici</td>
<td>12.981.860</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Energía SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Energía XXI SL</strong></td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Marketing e servizi connessi all’energia elettrica</td>
<td>3.010</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Energía SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Financiación Filiales SA</strong></td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Finanziaria</td>
<td>4.621.003.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Gas Distribución SAU</strong></td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distribuzione di gas</td>
<td>14.610.970</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Gas SAU</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Gas Transportista SLU</strong></td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Rigasfisica e stoccaggio del gas</td>
<td>5.445.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Gas SAU</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Gas SAU</strong></td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di gas</td>
<td>45.261.350</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Red SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Generación II SA</strong></td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>63.107</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Generación Portugal SA</strong></td>
<td>Paço D’arcos-Oeiras</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Endesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Finege-Gestion de Proyectos Energéticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Endesa Energía SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Energías de Aragón II SL</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Generación SA</strong></td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>1.945.329.830</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</strong></td>
<td>Moschato (Attica)</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>4.961,51</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Desarrollo SL</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Ingeniería SL - Laxtron Energias Renovables SL U.T.E.</strong></td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi di ingegneria e consulenza</td>
<td>3.100</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Ingeniería SLU</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Ingeniería SLU</strong></td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi di ingegneria e consulenza</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Red SA</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Endesa Latinoamérica SA</strong></td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>1.500.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>-----------------</td>
<td>--------</td>
<td>------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa Inversiones Generales SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>952,05</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>99,51%</td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa Network Factory SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Nuove tecnologie</td>
<td>23.149.170</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Servizios SL</td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa North América Inc. (New York)</td>
<td>New York</td>
<td>U.S.A.</td>
<td>Ufficio di rappresentanza</td>
<td>1</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Endesa Desarrollo SL</td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa Operaciones Y Servicios Comerciales SL</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi</td>
<td>10.138.580</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Red SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa Participadas SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>327.706.460</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa Power Trading Ltd</td>
<td>Londra</td>
<td>Regno Unito</td>
<td>Operazioni di trading</td>
<td>1.000</td>
<td>Sterlina inglese</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa Red SA</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distribuzione di energia elettrica</td>
<td>729.555.911,85</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa Servizios SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi</td>
<td>89.999.790</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa Trading SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Operazioni di trading</td>
<td>800.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Desarrollo SL</td>
</tr>
<tr>
<td>EN.DY Energia SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>2.400.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Delta Energia SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enercampo - Produção de Energia Lda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>249.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projetos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enercor - Produção de Energia Ace</td>
<td>Montijo</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Energetica de Rosselló AIE</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>3.606.060</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneracion Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Energetica Mataró SA</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Costruzione e gestione di un impianto per lo smaltimento di scorie industriali</td>
<td>1.502.400</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneracion Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Energex Co.</td>
<td>N.A.</td>
<td>Isole Cayman</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>10.000</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Gas Atacama Chili SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Energias Alternativas Del Sur SL</td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>601.010</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneracion Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Energias de Asagón I SL</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>3.200.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generacion SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Energias de Asagón II SL</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>18.500.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneracion Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Energias de Graus SL</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>1.298.160</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneracion Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Energias de La Mancha SA</td>
<td>Villarta de San Juan (Ciudad Real)</td>
<td>Spagna</td>
<td>Biomasse</td>
<td>279.500</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneracion Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Energie Electrique de Tahaddart SA</td>
<td>Tanger</td>
<td>Marocco</td>
<td>Impianti di produzione a ciclo combinato</td>
<td>750.400.000</td>
<td>Dirham Marocco</td>
<td>Endesa Desarrollo SL</td>
</tr>
<tr>
<td>Enerlousado Lda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Impianti di produzione a ciclo combinato</td>
<td>5.000</td>
<td>Euro</td>
<td>TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enemisa - Produção de Energia Lda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>249.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projetos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enersis SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Produzione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>2.415.284.412.000.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Endesa Latinoamericana SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Enerviz - Produção de Energia de Vizela Lda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>673.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projetos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Eol Verde Energia Eólica SA Porto</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Trattamento e distribuzione delle acque</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projetos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Edilcin - Produção de Energia Eólica Lda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projetos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Edilfor - Produção de Energia Eólica Lda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projetos Energeticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>-----------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eólica Del Noroeste SL</strong></td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Sviluppo di impianti eolici</td>
<td>36.100</td>
<td>Euro</td>
<td>51,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eólica Valle Del Ebro SA</strong></td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.559.340</td>
<td>Euro</td>
<td>50,50%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eólicas de Agaete SL</strong></td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>240.400</td>
<td>Euro</td>
<td>80,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eólicas de Fuencaliente SA</strong></td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>216.360</td>
<td>Euro</td>
<td>55,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eólicas de La Patagonia SA</strong></td>
<td>Buenos Aires</td>
<td>Argentina</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>480.930</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eólicas de Tenerife AIE</strong></td>
<td>Santa Cruz de Tenerife</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>420.710</td>
<td>Euro</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eólicas de Tirajana AIE</strong></td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td>60,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eólicas do Marao - Produção de Energia Lda</strong></td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>25.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eólicos Touriñán SA</strong></td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>601.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Ercasa Cogenereación SA</strong></td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenereazione di energia elettrica e termica</td>
<td>601.000</td>
<td>Euro</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Efei AIE</strong></td>
<td>Tarragona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenereazione di energia elettrica e termica</td>
<td>720.000</td>
<td>Euro</td>
<td>42,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Espiga</strong></td>
<td>Caminha</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>84,99%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Eurohueco Cogenereación AIE</strong></td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenereazione di energia elettrica e termica</td>
<td>2.606.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Exploitationes Eólicas de Aldehuelas SL</strong></td>
<td>Soria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>480.800</td>
<td>Euro</td>
<td>47,50%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Exploitationes Eólicas de Escucha SA</strong></td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.305.000</td>
<td>Euro</td>
<td>70,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Exploitationes Eólicas El Puerto SA</strong></td>
<td>Tarzel</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.230.000</td>
<td>Euro</td>
<td>73,60%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Exploitationes Eólicas Saco Plano SA</strong></td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.488.500</td>
<td>Euro</td>
<td>70,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Exploitationes Eólicas Sierra Costera SA</strong></td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>8.046.800</td>
<td>Euro</td>
<td>90,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Exploitationes Eólicas Sierra La Virgen SA</strong></td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>4.200.000</td>
<td>Euro</td>
<td>90,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Fábrica do Arco - Recursos Energéticos SA</strong></td>
<td>Santo Tirso</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>500.000</td>
<td>Euro</td>
<td>50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Fermicaise SA de cv</strong></td>
<td>Distrito Federal</td>
<td>Messico</td>
<td>Cogenereazione di energia elettrica e termica</td>
<td>7.667.000</td>
<td>Peso messicano</td>
<td>99,99%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA</strong></td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Cogenereazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile</td>
<td>750.000</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Fisterra Eólica SL</strong></td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Foivos Energiai SA</strong></td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>2.075.004</td>
<td>Euro</td>
<td>100,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Dettenuzione da</td>
</tr>
<tr>
<td>----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>----------------</td>
<td>--------</td>
<td>----------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Gas Aragón SA</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distribuzione di gas</td>
<td>5.889.920</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Gas SAU</td>
</tr>
<tr>
<td>Gas Atacama Chile SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>185.025.186</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Gas Atacama SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>291.484.088</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Inversiones Gas Atacama Holding Ltda</td>
</tr>
<tr>
<td>Gas Extremadura</td>
<td>Badajoz</td>
<td>Spagna</td>
<td>Trasporto e stoccaggio di gas</td>
<td>5.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Gas Transportista SLU</td>
</tr>
<tr>
<td>Transportis S.L</td>
<td></td>
<td></td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>213.775.700</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Gas Y Electricidad</td>
<td>Palma de Mallorca</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>121.200</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Gas SAU</td>
</tr>
<tr>
<td>Generación SA</td>
<td></td>
<td></td>
<td>Trasporto di gas naturale</td>
<td>208.173.125</td>
<td>Dollaro statunitense</td>
<td>Gas Atacama SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td>Gasoducto Atacama Argentina SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Gasoducto Atacama</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>1.402.940.000</td>
<td>Nuevo Sol</td>
<td>Endesa Latinoamericana SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Argentina SA</td>
<td></td>
<td></td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>873.000.000</td>
<td>Nuevo Sol</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Gesa Gas SAU</td>
<td>Palma de Mallorca</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distribuzione di gas</td>
<td>17.128.500</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Gas SAU</td>
</tr>
<tr>
<td>Green Energy</td>
<td>N.A.</td>
<td>Bulgaria</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>2.556,48</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Hellas Power Generation and Supplies SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Gresaise SA de CV</td>
<td>Distrito Federal</td>
<td>Messico</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>7.647.000</td>
<td>Peso messicano</td>
<td>Endesa Cogeneración y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 1 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 4 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 8 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 9 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 10 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 11 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 12 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Dettentà da</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>--------------------------------------------------------------------------</td>
<td>------------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 13 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 14 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 15 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 16 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 17 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 18 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Guadarranque Solar 19 SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.006</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidricas de Viseu SA</td>
<td>Maia</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>986.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidroeléctrica de Catalunya SL</td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>126.210</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Red SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidroeléctrica Del Serradó SL</td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Gestione di impianti idroelettrici</td>
<td>721.200</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidroeléctrica El Chocón SA</td>
<td>Capital Federal</td>
<td>Argentina</td>
<td>Produzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>298.584.050</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidroflamigell SL</td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distribuzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>78.120</td>
<td>Euro</td>
<td>Hidroeléctrica de Catalunya SL</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidroinvest SA</td>
<td>Capital Federal</td>
<td>Argentina</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>55.312.093</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidronirena - Emp. Hidricos e Edificios Ltda</td>
<td>Paço de Arcos</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>7.481,96</td>
<td>Euro</td>
<td>Parque Eolico Do Moinho Do Ceu SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Hispano Generación de Energia Solar SL</td>
<td>Jerez de Los Caballeros (Básqaz)</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti fotovoltaici</td>
<td>3.500</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Hispano-Helliniki Asoliki Trikoria SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Spider Energy SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Hydria Energiaki SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>300.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Delta Energiaki SA Hydrohoos Energiaki SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidroasisten Transmisión SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Dollar statunitense</td>
<td>Centrales Hidroeléctricas de Ayón SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Hydrohoos Energiaki</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Delta Energiaki SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Infraestructuras de Aldehuelas SA</td>
<td>Soria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Costruzione, sfruttamento e manutenzione delle stazioni elettriche</td>
<td>425.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Explotaciones Eólicas de Aldehuelas SL</td>
</tr>
<tr>
<td>Ingendesa do Brasil Ltda</td>
<td>Rio de Janeiro</td>
<td>Brasile</td>
<td>Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza</td>
<td>500.000</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA Empresa de Ingeniería Ingendesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
</tr>
<tr>
<td>-------------------------------------------</td>
<td>------------</td>
<td>------------------</td>
<td>--------------------------------------------------------------------------</td>
<td>------------------</td>
<td>--------</td>
<td>----------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Iniciativas de Gas SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Gas naturale e servizi a esso connessi</td>
<td>1.300.010</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Ingegneria e costruzioni</td>
<td>19.790</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Enersis SA</td>
</tr>
<tr>
<td>International Endesa BV</td>
<td>N.A.</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>15.882.308</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversiones Codensa SA</td>
<td>Bogota D.C.</td>
<td>Colombia</td>
<td>Trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>10.000.000</td>
<td>Peso colombiano</td>
<td>Cía Distribuidora</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Y Comercializadora de Energa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversiones Distrilima SA</td>
<td>Lima</td>
<td>Perù</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>394.150.505</td>
<td>Nuevo Sol peruano</td>
<td>Endesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Chilecta SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Endesa Latinoamericana SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Compañia de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversiones Endesa Norte SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Investimenti in progetti energetici</td>
<td>68.064,27</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversiones Gas Atacama Holding Ltda</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Trasporto di gas naturale</td>
<td>68.064,27</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Inversiones Endesa Norte SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversora Codensa Ltda U</td>
<td>Bogota D.C.</td>
<td>Colombia</td>
<td>Trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>5.000.000</td>
<td>Peso colombiano</td>
<td>Cía Distribuidora</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Y Comercializadora de Energa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Investizy SA</td>
<td>Fortaleza</td>
<td>Brasile</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>965.000.000</td>
<td>Real brasileño</td>
<td>Endesa Brasil SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Ampla Investimentos e Servizi SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Italaise SA de CV</td>
<td>Distrito Federal</td>
<td>Messico</td>
<td>Cogenereazione di energia elettrica e termica</td>
<td>7.481.000</td>
<td>Peso messicano</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>67,04%</td>
</tr>
<tr>
<td>Joint Venture Solar-Voulgarakis</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Ellinksi Fotovoltaaki SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>18,78%</td>
</tr>
<tr>
<td>Luz Andes Ltda</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile</td>
<td>1</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Chilecta SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Synapsis Soluciones Y Servicios IT Ltda</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>40,28%</td>
</tr>
<tr>
<td>Makrinarios Società Anonyme</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica e trading</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Spider Energiekahk SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>13,41%</td>
</tr>
<tr>
<td>Mataró Tractament Térmic Efficient SA</td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Studi ambientali</td>
<td>1.878.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Energética Mataró SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>45,59%</td>
</tr>
<tr>
<td>Medidas Ambientales SL</td>
<td>Medina de Pomar (Burgos)</td>
<td>Spagna</td>
<td>Studi ambientali</td>
<td>60.100</td>
<td>Euro</td>
<td>Nuclenor SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>16,76%</td>
</tr>
<tr>
<td>Melgacenses</td>
<td>Mélgaço</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale de Minho SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>21,37%</td>
</tr>
<tr>
<td>Metka Aiolika Platanoy SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Mitilnouras Aiolikh Energiekah Ellados SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>26,83%</td>
</tr>
<tr>
<td>Micase SA de CV</td>
<td>Distrito Federal</td>
<td>Messico</td>
<td>Cogenereazione di energia elettrica e termica</td>
<td>47.132.000</td>
<td>Peso messicano</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>34,20%</td>
</tr>
<tr>
<td>Minas de Estercuel SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Deposito di minerali</td>
<td>93.160</td>
<td>Euro</td>
<td>Minas Gargallo SL</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>66,76%</td>
</tr>
<tr>
<td>Minas Gargallo SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Deposito di minerali</td>
<td>150.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>66,99%</td>
</tr>
<tr>
<td>Minas Y Ferrocaril de Utrillas SA</td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Deposito di minerali</td>
<td>3.850.320</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>67,05%</td>
</tr>
<tr>
<td>Monte Santo</td>
<td>Mönção</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale de Minho SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>21,37%</td>
</tr>
<tr>
<td>Myhs Kastaniotiko SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>2.300.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>33,53%</td>
</tr>
<tr>
<td>Myhs Peloponnissou SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>2.050.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Delta Energia SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>30,18%</td>
</tr>
<tr>
<td>Myhs Pougakia SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Hellas Power Generation and Supplies SA</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>33,53%</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>49,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detentura da</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>-----------------</td>
<td>--------</td>
<td>--------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Mytilhnaios Aiolikh Energéiakh Ellados SA</td>
<td>Atene Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>4.167.000 Euro</td>
<td>ENDESA Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</td>
<td>80,00% 26,83%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Mytilhnaios Aiolikh Neapoleos SA</td>
<td>Atene Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>ENDESA Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme</td>
<td>99,00% 1,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Nubia 2000 SL</td>
<td>Madrid Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>3.000 Euro</td>
<td>ENDESA SA</td>
<td>100,00% 67,05%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Nucleor SA</td>
<td>Burgos Spagna</td>
<td>Impianto nucleare</td>
<td>102.000.000 Euro</td>
<td>ENDESA Generazione SA</td>
<td>50,00% 33,53%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Nueva Companía de Distribución Eléctrica 4 SL</td>
<td>Madrid Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>3.000 Euro</td>
<td>ENDESA SA</td>
<td>100,00% 67,05%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Nueva Marina Real Estate SL</td>
<td>Madrid Spagna</td>
<td>Attività immobiliare</td>
<td>3.200 Euro</td>
<td>ENDESA SA</td>
<td>60,00% 40,23%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Paravento SL</td>
<td>Lugo Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.010 Euro</td>
<td>ENDESA Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>90,00% 60,35%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico A. Capelada AIE</td>
<td>La Coruña Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.857.700 Euro</td>
<td>ENDESA Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>50,00% 33,53%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Carretera de Arinaga SA</td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.007.000 Euro</td>
<td>ENDESA Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>80,00% 53,64%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Costa Vicentina SA</td>
<td>Porto Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000 Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA</td>
<td>100,00% 67,05%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico de Aragón AIE</td>
<td>Zaragoza Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>601.000 Euro</td>
<td>ENDESA Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>80,00% 53,64%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico de Barbanza SA</td>
<td>La Coruña Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.606.000 Euro</td>
<td>ENDESA Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>63,43% 42,53%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico de Enix SA</td>
<td>Siviglia Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.005.100 Euro</td>
<td>ENDESA Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>95,00% 63,70%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico de Gevancas SA</td>
<td>Porto Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000 Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA</td>
<td>100,00% 67,05%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico de Manique Lda</td>
<td>Porto Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.000 Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA</td>
<td>100,00% 67,05%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico de Santa Lucía SA</td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>901.500 Euro</td>
<td>ENDESA Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>65,67% 44,03%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico do Alto da Vaca Lda</td>
<td>Porto Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>125.000 Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA</td>
<td>65,00% 43,58%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico do Mainho do Céu SA</td>
<td>Porto Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000 Euro</td>
<td>TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA</td>
<td>100,00% 33,53%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico do Outeiro Lda</td>
<td>Porto Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.000 Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA</td>
<td>100,00% 67,05%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico do Vale do Abade Lda</td>
<td>Porto Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.000 Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA</td>
<td>51,00% 34,20%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Dos Fiéis Lda</td>
<td>Porto Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>100.000 Euro</td>
<td>Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA</td>
<td>100,00% 67,05%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Finca de Mogán SA</td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria Spagna</td>
<td>Costruzione e gestione di impianti edili</td>
<td>3.810.340 Euro</td>
<td>ENDESA Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>90,00% 60,35%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Montes de Las Navas SA</td>
<td>Madrid Spagna</td>
<td>Costruzione e gestione di impianti edili</td>
<td>6.540.000 Euro</td>
<td>ENDESA Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>55,50% 37,21%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------------------------------</td>
<td>----------------------</td>
<td>---------------</td>
<td>-----------------------------------------------</td>
<td>-------------------</td>
<td>---------</td>
<td>-------------------------------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Punta de Teno SA</td>
<td>Tenerife</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>528.880</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Serra da Capucha SA</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finege-Gestao de Proyectos Energéticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Pegop - Energia Eléctrica SA</td>
<td>Abrantes</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Pereda Power SL</td>
<td>La Pereda</td>
<td>Spagna</td>
<td>Sviluppo delle attività di generazione</td>
<td>5.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación II SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Planta de Regasificacion de Sagunto SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Attività di commercializzazione di gas e combustibili</td>
<td>1.500.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Iniciativas de Gas SL</td>
</tr>
<tr>
<td>Planta Eólica Europea SA</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.198.530</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>PP - Co-Generação SA</td>
<td>S. Paio de Oléiros</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Printreel SL</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Costruzione e gestione di un impianto di cogenerazione</td>
<td>270.450</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Productor Regional de Energía Renovable I SA</td>
<td>Valladolid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Sviluppo e costruzione di impianti eolici</td>
<td>60.500</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Productor Regional de Energía Renovable II SA</td>
<td>Valladolid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Sviluppo e costruzione di impianti eolici</td>
<td>60.500</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Pegas</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Distribuzione di gas</td>
<td>1.306.000.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Gas Atacama Chile SA Gas Atacama SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Propaise</td>
<td>Bogotá D.C.</td>
<td>Colombia</td>
<td>Acquisto, produzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>1.875.000.000</td>
<td>Peso colombiano</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Proyectos Eólicos Valencianos SA</td>
<td>Valencia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>2.300.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Sasme SA</td>
<td>Capital Federal</td>
<td>Argentina</td>
<td>Monitoraggio del sistema elettrico</td>
<td>12</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Empresa Distribuidora Sur SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Salto de San Rafael SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti idroellettrici</td>
<td>461.410</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Saltos Del Nansa I SA</td>
<td>Cantabria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>7.212.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Saltos Y Centrales de Catalunya SA</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti idroellettrici</td>
<td>120.200</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Salwe - Sociedade Eléctrica de Alkaliare SA</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finege-Gestao de Proyectos Energéticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Sere - Sociedade Exploradora de Recursos Eléctricos Ltda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>5.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finege-Gestao de Proyectos Energéticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversao de Energia Ltda</td>
<td>Porto</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Finege-Gestao de Proyectos Energéticos SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Sistemas Energéticos Mañón Ortuenga SA</td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>4.507.500</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Sociedad Agrícola de Carenos Ltda</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Investimenti finanziari</td>
<td>5.738.046.495</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda</td>
</tr>
<tr>
<td>Sociedad Agrícola Pastos Verdes Ltda</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Investimenti finanziari</td>
<td>37.029.389.730</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda</td>
</tr>
<tr>
<td>Sociedad Concesionaria Túnel El Melón SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Attività di ingegneria</td>
<td>7.804</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Empresa Nacional e Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Sociedad Consorcio Ingenes-As-Ara Limitada</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Servizi di ingegneria</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Endesa de Ingenieria Ingenes-As-Ara SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Dettentore da</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>-------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>----------------</td>
<td>--------</td>
<td>---------------</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>2.404.040</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogenegrazione Y Renovables SA</td>
<td>50,00% 33,53%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica e servizi</td>
<td>750.000</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Endesa Energia SA</td>
<td>50,00% 33,53%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td>51,00% 17,10%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>19.870.000</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA</td>
<td>98,03% 24,38%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>250.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Mytilhnaioi Aolikh Energiek Ellados SA</td>
<td>100,00% 26,83%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distruzione e fornitura di energia elettrica</td>
<td>12.020.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Distribuzione Elettrica SL</td>
<td>33,50% 22,46%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>2.800.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Hidroeléctrica de Catalunya SL</td>
<td>60,00% 40,23%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi informatici</td>
<td>466.129</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Enersis SA Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda</td>
<td>5,00% 95,00% 40,65%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi informatici</td>
<td>4.241.890</td>
<td>Real brasiliano</td>
<td>Synapsis Argentina Ltda Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda</td>
<td>99,95% 0,05% 40,65%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi informatici</td>
<td>238</td>
<td>Peso colombiano</td>
<td>0,20% 2,40% 99,80% 40,65%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi e progetti informatici e di telecomunicazioni</td>
<td>1</td>
<td>Nuevo Sol peruviano</td>
<td>Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda</td>
<td>0,20% 99,80% 40,65%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi informatici</td>
<td>3.943.579.923</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Enersis SA Chillectra SA</td>
<td>99,99% 0,01% 40,65%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>5.025.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
<td>38,89% 26,08%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Finanziaria</td>
<td>20.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Financiación Filiales SA</td>
<td>100,00% 67,05%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Finanziaria</td>
<td>1.567.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Financiación Filiales SA</td>
<td>94,45% 67,05%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Finanziaria</td>
<td>1.150.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Delta Energiaki SA</td>
<td>100,00% 30,18%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti fotovoltaici</td>
<td>26.890</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogenegrazione Y Renovables SA</td>
<td>33,33% 22,35%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenegrazione di energia elettrica e termica</td>
<td>7.500.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogenegrazione Y Renovables SA</td>
<td>50,00% 33,53%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>3.867</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Compañía Electrica San Isidro SA</td>
<td>50,00% 12,19%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>55.512.000</td>
<td>Peso argentino</td>
<td>Compañía de Interconexión Energética SA</td>
<td>100,00% 39,54%</td>
</tr>
<tr>
<td>sociedad Eólica Los Lances Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Trasmissione di energia elettrica</td>
<td>72.120</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Distribuzione Elettrica SL</td>
<td>73,33% 49,17%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
</tr>
<tr>
<td>----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>-----------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Transportista Regional de Gas SA</td>
<td>Medina Del Campo (Valladolid)</td>
<td>Spagna</td>
<td>Trasporto di gas naturale</td>
<td>748.260</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Gas Transportista SLU</td>
</tr>
<tr>
<td>Unelco Cogeneraciones Sanitarias Del Archipiélago SA</td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>1.202.020</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU</td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>190.171.520</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Ute Biogas Garraf</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica con biogas</td>
<td>3.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Ute Hospital Juan Ramón Jimenez</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia solare</td>
<td>6.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Energía SA</td>
</tr>
<tr>
<td>Ventominho</td>
<td>Esposende</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>50.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA</td>
</tr>
<tr>
<td>YHS PEFONIA S SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>200.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Delta Energiaki SA</td>
</tr>
</tbody>
</table>

al 31.12.2008
<table>
<thead>
<tr>
<th>Denominazione sociale</th>
<th>Sede legale</th>
<th>Nazione</th>
<th>Attività</th>
<th>Capitale sociale</th>
<th>Valuta</th>
<th>Detentuta da</th>
<th>% di possesso del Gruppo</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Controllante:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>32.505.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>50,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Controllate:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Aridos Energías Especiales SL</td>
<td>Villabilla</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>600.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>41,05% 20,53%</td>
</tr>
<tr>
<td>Azucarera Energías SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>570.600</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>40,00% 20,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Barbao SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>284.878,74</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Boiro Energía SA</td>
<td>Boiro</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>601.010</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>40,00% 20,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Cogeneración Del Noroeste SL</td>
<td>Santiago de Compostela</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.606.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>40,00% 20,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Depuración Destilación Reciclaje SL</td>
<td>Boiro</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>600.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>40,00% 20,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energía Termosolar de los Monegros SL</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>400.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>80,00% 40,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Ambientales de Somozas SA</td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.250.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>19,40% 9,70%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Ambientales Easa SA</td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>15.491.460</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>33,34% 16,67%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Especiales Alcohólicas SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>232.002</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>82,33% 41,17%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Especiales De Andalucía SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>20.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Eufer Renovables Ibéricas 2004 SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Especiales De Belmonte SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>120.400</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>50,16% 25,08%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Especiales De Canón SA</td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>270.450</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>77,00% 38,50%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Especiales de Extremadura SL</td>
<td>Badajoz</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>6.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>88,34% 44,17%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Especiales de Pena Armada SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>963.300</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>80,00% 40,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Especiales Del Alto Ulla SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.722.600</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Especiales Del Bierzo SA</td>
<td>Torre del Bierzo</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.635.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>50,00% 25,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Especiales Del Noroeste SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>6.812.040</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Especiales Montes Castellanos SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>6.241.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>----------</td>
<td>----------</td>
<td>------------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------</td>
<td>----------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Especiales Valencianas SL</td>
<td>Valencia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energías Renovables Montes de San Sebastián SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.305.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Edicola Del Cordal de Montouto SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>160.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Edicola el Molar SL</td>
<td>Fuente Alamo</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.235.300</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Edicola Galacico Asturianas SA</td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>64.999</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Eufer Operación (già Eufer Comercializadora SL)</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Eufer Renovables Ibéricas 2004 SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>15.653.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Gallega de Cogeneración SA</td>
<td>Santiago de Compostela</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.803.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>40,00% 20,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Martinez y Lanza SA</td>
<td>Bajo Leon</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.101,21</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>80,00% 40,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Cabo Villano SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>490.799,44</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Corullón SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico De Barbanza SA</td>
<td>Santiago de Compostela</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.606.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>11,57% 5,79%</td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico De Malpica SA</td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>950.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>35,42% 17,71%</td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico de Padul SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>240.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico De San Andrés SA</td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>552.920</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>82,00% 41,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Montes de Las Navas SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>6.540.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>20,00% 10,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Sierra De Merengue SL</td>
<td>Cáceres</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>30.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>50,00% 25,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Prius Enerólica SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.600</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>100,00% 50,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Promociones Energéticas Del Bierzo SL</td>
<td>Ponferrada</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>12.020</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>50,00% 25,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL</td>
<td>Alicante</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>180.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>33,33% 16,67%</td>
</tr>
<tr>
<td>Sistemas Energéticos Mañón Ortigüera SA</td>
<td>Ortigüera</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>4.507.500</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>96,00% 48,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Ufeysis SL</td>
<td>Aranjuez</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>2.373.950</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>40,00% 20,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Deterunata da</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>-----------------</td>
<td>-------</td>
<td>--------------</td>
<td>--------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Controllante:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Artic Russia BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>100.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
<td>40,00% 40,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Controllate:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Articgaz OAO</td>
<td>Novy Urengoi</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Attività mineraria</td>
<td>2.400.000</td>
<td>Rublo</td>
<td>SeverEnergia</td>
<td>100,00% 40,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Neftegaspetroteknologiya OAO</td>
<td>Novy Urengoi</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Attività mineraria</td>
<td>500.000</td>
<td>Rublo</td>
<td>SeverEnergia</td>
<td>100,00% 40,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>SeverEnergia</td>
<td>Mosca</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Rublo</td>
<td>Artic Russia BV</td>
<td>100,00% 40,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Urengoil ZAO</td>
<td>Molodezhniy</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Attività mineraria</td>
<td>119.750.280</td>
<td>Rublo</td>
<td>SeverEnergia</td>
<td>100,00% 40,00%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Controllante:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Res Holdings BV</td>
<td>Amsterdam</td>
<td>Olanda</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>18.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Investment Holding BV</td>
<td>49,50% 49,50%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Controllate:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Lipetskenergosbyt LLC</td>
<td>Lipetskaya oblast</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Vendita di energia elettrica</td>
<td>7.500</td>
<td>Rublo</td>
<td>Res Holdings BV</td>
<td>75,00% 37,13%</td>
</tr>
<tr>
<td>RusEnergosbyt LLC</td>
<td>Mosca</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Trading di energia elettrica</td>
<td>2.760.000</td>
<td>Rublo</td>
<td>Res Holdings BV</td>
<td>100,00% 49,50%</td>
</tr>
<tr>
<td>RusEnergosbyt C LLC</td>
<td>Khantsy-Mansiyskiy</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Vendita di energia elettrica</td>
<td>5.100</td>
<td>Rublo</td>
<td>Res Holdings BV</td>
<td>51,00% 25,25%</td>
</tr>
<tr>
<td>RusEnergosbyt M LLC</td>
<td>Mosca</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Vendita di energia elettrica</td>
<td>7.500</td>
<td>Rublo</td>
<td>Res Holdings BV</td>
<td>75,00% 37,13%</td>
</tr>
<tr>
<td>RusEnergosbyt Siberia LLC</td>
<td>Krasnoyarskiy kray</td>
<td>Federazione Russa</td>
<td>Vendita di energia elettrica</td>
<td>5.000</td>
<td>Rublo</td>
<td>Res Holdings BV</td>
<td>50,00% 24,75%</td>
</tr>
</tbody>
</table>
### Elenco delle imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto al 31.12.2008

<table>
<thead>
<tr>
<th>Denominazione sociale</th>
<th>Sede legale</th>
<th>Nazione</th>
<th>Attività</th>
<th>Capitale sociale</th>
<th>Valuta</th>
<th>Detenuta da</th>
<th>% di possesso del Gruppo</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>al 31.12.2008</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Aes Distribuidores Salvadorenos Ltda de cv</td>
<td>San Salvador</td>
<td>El Salvador</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>200.000 Colon salvadoregno</td>
<td>Grupo EGi SA de cv</td>
<td>20,00%</td>
<td>20,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Aes Distribuidores Salvadorenos Y Compania S. en C. de cv</td>
<td>San Salvador</td>
<td>El Salvador</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>200.000 Colon salvadoregno</td>
<td>Grupo EGi SA de cv</td>
<td>20,00%</td>
<td>20,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Alpe Adria Energia SpA</td>
<td>Udine</td>
<td>Italia</td>
<td>Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale</td>
<td>450.000 Euro</td>
<td>Enel Produzione SpA</td>
<td>40,50%</td>
<td>40,50%</td>
</tr>
<tr>
<td>CESS - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano</td>
<td>Milano</td>
<td>Italia</td>
<td>Ricerche, servizi di prova e collaudo</td>
<td>8.550.000 Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
<td>25,92%</td>
<td>25,92%</td>
</tr>
<tr>
<td>Chiodiace veze Bohunice, spol. sro</td>
<td>Bohunice</td>
<td>Slovenia</td>
<td>Ingegneria e costruzioni</td>
<td>500.000 Corona slovaca</td>
<td>Slovenské elektrárne AS</td>
<td>35,00%</td>
<td>23,10%</td>
</tr>
<tr>
<td>Compagnia Porto di Civitavecchia SpA</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Costruzione di infrastrutture portuali</td>
<td>20.516.000 Euro</td>
<td>Enel Produzione SpA</td>
<td>25,00%</td>
<td>25,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Eneco Energia Ecologica Srl</td>
<td>Predazzo (TN)</td>
<td>Italia</td>
<td>Telescaldamento</td>
<td>1.716.586 Euro</td>
<td>Avisio Energia SpA</td>
<td>25,73%</td>
<td>12,61%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energias de Villarrubia SL</td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.010 Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>20,00%</td>
<td>10,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energy North Company OJSC Tarko-Sale</td>
<td>Tver</td>
<td>Russia</td>
<td>Produzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>100.000.000 Rublo</td>
<td>OGK-5 OJSC</td>
<td>40,00%</td>
<td>22,34%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enerlisa SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.021.700 Euro</td>
<td>Enel Unión Fenosa Renovables SA</td>
<td>45,00%</td>
<td>22,50%</td>
</tr>
<tr>
<td>Hipotecaria de Santa Ana Ltda de cv</td>
<td>San Salvador</td>
<td>El Salvador</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>100.000 Colon salvadoregno</td>
<td>Grupo EGi SA de cv</td>
<td>20,00%</td>
<td>20,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Idrosicilia SpA</td>
<td>Milano</td>
<td>Italia</td>
<td>Attività nel settore idrico</td>
<td>22.520.000 Euro</td>
<td>Enel SpA</td>
<td>40,00%</td>
<td>40,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Eolian of Grammatikos SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>160.000 Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00%</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Eolian of Korinthia SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>300.000 Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00%</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Eolian of Peloponnisos 1 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00%</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Eolian of Peloponnisos 2 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00%</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Eolian of Peloponnisos 3 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00%</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Eolian of Peloponnisos 4 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00%</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Eolian of Peloponnisos 5 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00%</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Eolian of Peloponnisos 6 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00%</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Eolian of Peloponnisos 7 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00%</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Eolian of Peloponnisos 8 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00%</td>
<td>30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>------------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------------------</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>International Eolian of Skopelos SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>120.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>LaGeo SA de cv</td>
<td>Ahuachapan</td>
<td>El Salvador</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>2.562.826.700</td>
<td>Colón salavdoregno</td>
<td>36,20% 36,20%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Reaktor test sro</td>
<td>Timava</td>
<td>Slovacchia</td>
<td>Ricerca in materia di energia nucleare</td>
<td>2.000.000</td>
<td>Corona slovacca</td>
<td>49,00% 32,34%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>SIEF - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA</td>
<td>Piacenza</td>
<td>Italia</td>
<td>Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico</td>
<td></td>
<td></td>
<td>41,55% 41,55%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sotavento Galicia SA</td>
<td>Santiago de Compostela</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>601.000</td>
<td>Euro</td>
<td>18,00% 9,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Star Lake Hydro Partnership</td>
<td>St. John (Newfoundland)</td>
<td>Canada</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td>49,00% 49,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Thracian Eolian 1 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Thracian Eolian 2 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Thracian Eolian 3 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Thracian Eolian 4 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Thracian Eolian 5 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Thracian Eolian 6 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Thracian Eolian 7 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Thracian Eolian 8 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Thracian Eolian 9 SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Tirmastrid SA</td>
<td>Valdemingómez</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>16.828.000</td>
<td>Euro</td>
<td>18,64% 9,32%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Trade Wind Energy LLC</td>
<td>Topeka (Kansas) U.S.A.</td>
<td></td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td>45,00% 45,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ustav jaderného výzkumu Řež</td>
<td>Řež</td>
<td>Repubblica Ceca</td>
<td>Ricerca e sviluppo energia nucleare</td>
<td>524.139.000</td>
<td>Corona ceca</td>
<td>27,77% 18,33%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Anatoli-Primia SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>140.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Bolibas SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Distmos SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Drimonakia SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>150.000</td>
<td>Euro</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>-----------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------</td>
<td>-------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Folia SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Gagari SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Goraki SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Gourles SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Grammatikaki SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>110.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Kafoutsi SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Kathara SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>140.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Kerasia SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>140.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Korfovouni SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>120.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Koninthisa SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>270.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Makriakkoma SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>130.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Megavouni SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>120.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Milia SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>310.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Mitigvi SAG</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Mitika SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>140.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Organi SAG</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>220.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Paliopirgos SAG</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>120.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Pelagia SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>150.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Petalo SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Platansos SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>120.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Polites SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>110.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Sagias SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>140.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detersuta da</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>------------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------</td>
<td>------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>al 31.12.2008</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Skoubi SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Spilia SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>160.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Stroboulas SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Triforko SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>104.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Vitalio SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Wind Parks of Vourlias SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>30,00% 30,00%</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Denominazione sociale</th>
<th>Sede legale</th>
<th>Nazione</th>
<th>Attività</th>
<th>Capitale sociale</th>
<th>Valuta</th>
<th>Detersuta da</th>
<th>% di possesso del Gruppo</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>P.N. Endesa SA:</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Aplicações Hidroeletricas da Beira Alta Ltda</td>
<td>Lisbona</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>399.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>35,71% 23,94%</td>
</tr>
<tr>
<td>Asanei AIE</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti di produzione a ciclo combinato</td>
<td>907.510 Euro</td>
<td></td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>42,50% 28,50%</td>
</tr>
<tr>
<td>Calzais Elycar SL</td>
<td>Huesca</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti di produzione a ciclo combinato</td>
<td>1.803.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>25,00% 16,76%</td>
</tr>
<tr>
<td>Central Hidráulica Gúejar-Sierra SL</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Gestione di impianti idroelettrici</td>
<td>364.210 Euro</td>
<td></td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>33,30% 22,33%</td>
</tr>
<tr>
<td>Central Hidroeléctrica Casillas SA</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Gestione di impianti idroelettrici</td>
<td>301.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>49,00% 32,85%</td>
</tr>
<tr>
<td>Central Térmica de Anilares AIE</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Gestione di impianti termici</td>
<td>595.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Endesa Generación SA</td>
<td>33,33% 22,35%</td>
</tr>
<tr>
<td>Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Gestione di impianti nucleari</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td>Endesa Generación SA Nuclener SA</td>
<td>23,54% 0,70% 16,25%</td>
</tr>
<tr>
<td>Cogeneración El Salto SL</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogeneración di energia elettrica e termica</td>
<td>36.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>20,00% 13,41%</td>
</tr>
<tr>
<td>Cogeneración Hostalich AIE</td>
<td>Girona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogeneración di energia elettrica e termica</td>
<td>781.300 Euro</td>
<td></td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>33,00% 22,13%</td>
</tr>
<tr>
<td>Cogeneración Lipsa SL</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogeneración di energia elettrica e termica</td>
<td>720.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>20,00% 13,41%</td>
</tr>
<tr>
<td>Compañía Elóica Tierras Altas SA</td>
<td>Soria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti eolici</td>
<td>13.222.000 Euro</td>
<td></td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>35,63% 23,89%</td>
</tr>
<tr>
<td>Compañía Transportista de Las Palmas de Canarias SA</td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Trasporto di gas naturale</td>
<td>3.247.250 Euro</td>
<td></td>
<td>Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU</td>
<td>45,00% 30,17%</td>
</tr>
<tr>
<td>Consorcio Ara-Ingendesa Sener Ltda</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Progettazione e servizi di consulenza</td>
<td>1.000.000 Peso cileno</td>
<td></td>
<td>Empresa de Ingeniería Ingendesa SA</td>
<td>33,33% 8,13%</td>
</tr>
<tr>
<td>Corelcat AIE</td>
<td>Lleida</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogeneración di energia elettrica e termica</td>
<td>60.100 Euro</td>
<td></td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>45,00% 30,17%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>------------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------</td>
<td>------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Corporación Edífica de Zaragoza SL</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>2.524.200</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>25,00% 16,76%</td>
</tr>
<tr>
<td>Detelca U.T.E.</td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Ingegneria e costruzioni</td>
<td>6.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Participadas SA</td>
<td>24,90% 16,70%</td>
</tr>
<tr>
<td>Elcogas SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>38.162.420</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
<td>40,87% 27,40%</td>
</tr>
<tr>
<td>Eléctrica de Jafré SA</td>
<td>Girona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Distribuzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>165.880</td>
<td>Euro</td>
<td>Hidroeléctrica de Catalunya SL</td>
<td>47,46% 31,82%</td>
</tr>
<tr>
<td>Electron Watt SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>60.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Delta Energiaiki SA</td>
<td>10,00% 3,02%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energía de La Loma SA</td>
<td>Villanueva Del Arzobispo (Jaen)</td>
<td>Spagna</td>
<td>Biomasse</td>
<td>4.450.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>40,00% 26,82%</td>
</tr>
<tr>
<td>Ensafeca Holding Empresarial SL</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi di telecomunicazione</td>
<td>23.164.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Participadas SA</td>
<td>32,43% 21,74%</td>
</tr>
<tr>
<td>Edilca Del Principado SAU</td>
<td>Oviedo</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>90.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>40,00% 26,82%</td>
</tr>
<tr>
<td>Edilicas de Fuerteventura AIE</td>
<td>Fuerteventura - Las Palmas</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>40,00% 26,82%</td>
</tr>
<tr>
<td>Edilicas de Lanzarote SL</td>
<td>Las Palmas de Gran Canaria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>1.758.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>40,00% 26,82%</td>
</tr>
<tr>
<td>Ercete SA</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>294.490</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>35,00% 23,47%</td>
</tr>
<tr>
<td>Ercosalz SL</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>18.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>33,00% 22,13%</td>
</tr>
<tr>
<td>Feneralt - Produzione di Energia Ace</td>
<td>Barcelos</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td>Euro</td>
<td>U.P. Sociedade Térmica Portuguesa SA</td>
<td>25,00% 8,38%</td>
</tr>
<tr>
<td>Fonarredo SL</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>60.100</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>25,00% 16,76%</td>
</tr>
<tr>
<td>Forcel SL</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>6.010</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>40,00% 26,82%</td>
</tr>
<tr>
<td>Forsean SL</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>60.100</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>30,00% 20,12%</td>
</tr>
<tr>
<td>Fihiotiki Energiaiki SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>360.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Delta Energiaiki SA</td>
<td>35,00% 10,56%</td>
</tr>
<tr>
<td>Ganofeca SA</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>721.200</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>27,00% 18,10%</td>
</tr>
<tr>
<td>Gnl Chile SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Progettazione e fornitura di GNL</td>
<td>2.223.053.110.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
<td>33,33% 8,13%</td>
</tr>
<tr>
<td>Gnl Quintero SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Progettazione e fornitura di GNL</td>
<td>1.255.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
<td>20,00% 4,88%</td>
</tr>
<tr>
<td>Gorona Del Viento El Hierro SA</td>
<td>Valverde de El Hierro</td>
<td>Spagna</td>
<td>Sviluppo e manutenzione dell'impianto di produzione El Hierro</td>
<td>23.937.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU</td>
<td>30,00% 20,12%</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidroeléctrica de Ouren SL</td>
<td>Lugo</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.608.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>30,00% 20,12%</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidroeléctrica Del Piedra SL Zaragoza</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione e vendita di energia elettrica</td>
<td>160.470</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>25,00% 16,76%</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversiones Electrogas SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>10.004.000.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA</td>
<td>42,50% 10,36%</td>
</tr>
<tr>
<td>Ionía Energiaiki SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.100.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Delta Energiaiki SA</td>
<td>49,00% 14,79%</td>
</tr>
<tr>
<td>Konecta Chile SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Servizi informatici</td>
<td>1.000.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Synapsis Soluciones Y Servicios IT Ltda</td>
<td>26,20% 10,65%</td>
</tr>
<tr>
<td>Kromschroeder SA</td>
<td>L'Hospitalet de Llobregat (Barcellona)</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi</td>
<td>657.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Gas SAU</td>
<td>27,93% 18,73%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>-----------------</td>
<td>--------</td>
<td>------------------------</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Minicentrale Del Canal Imperial Gallur SL</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>1.820.000 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>36,50% 24,47%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Myths thermoenerm SA</td>
<td>Atene</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>800.000 Euro</td>
<td>Delta Energia SA</td>
<td>40,00% 12,07%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Nenver Bolonia SL</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>-</td>
<td>6.000 Euro</td>
<td>Bolonia Real Estate SL</td>
<td>45,00% 30,17%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Osagesa AE</td>
<td>Teruel</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>6.000 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>33,33% 22,35%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolic Els Alijars SL</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.313.100 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>30,00% 20,12%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parc Eolic La Tossa-La Mola Barcellona D'en Pascual SL</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.183.100 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>30,00% 20,12%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Parque Eólico Sierras Del Maderas SA</td>
<td>Sona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>7.194.250 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>48,00% 32,18%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Powencer - Sociedade de Cogeração do Vialonga SL</td>
<td>Louros</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Cogenenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>50.000 Euro</td>
<td>Fineger-Gestao de Projetos Energeticos SA</td>
<td>30,00% 20,12%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Productora de Energias SA</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>60.100 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>30,00% 20,12%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Proyecto Almeria Mediterranea SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Desalinizzazione e fornitura di acqua</td>
<td>601.000 Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
<td>45,00% 30,17%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Puignerele AE</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>11.299.000 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>25,00% 16,76%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Regasificadora Del Noroeste SA</td>
<td>Murgados (La Coruña)</td>
<td>Spagna</td>
<td>Rigassificazione e trasmissione di gas naturale</td>
<td>47.478.520 Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
<td>21,00% 14,08%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Rofeica D'Energia SA</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>1.983.300 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>27,00% 18,10%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sadel Tecnologías de La Información SA</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi informatici</td>
<td>663.520 Euro</td>
<td>Endesa Servicios SL</td>
<td>37,50% 25,14%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Santo Rostro Cogeneración SA</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>207.000 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>45,00% 30,17%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sati Cogeneración AE</td>
<td>Barcellona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>64.910 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>27,50% 18,44%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Serra do Moncoso Cambas SL</td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>429.687.500 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>49,00% 32,85%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sistemas Energéticos La Muela SA</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.065.100 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>30,00% 20,12%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sistemas Energéticos Más Garullo SA</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>1.503.410 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>27,00% 18,10%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sistemas Sec SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Sistemi di comunicazione e segnalazione</td>
<td>1.992.421.000 Peso cileno</td>
<td>Compания Americana de Multiservicios de Chile Ltda</td>
<td>49,00% 19,92%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Sociedad Eólica de Andalucía SA</td>
<td>Siviglia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>4.507.580 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>46,67% 31,29%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Tecnatom SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica e servizi</td>
<td>4.025.700 Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
<td>45,00% 30,17%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Termoeletrica Jose de San Martin SA</td>
<td>Buenos Aires</td>
<td>Argentina</td>
<td>Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato</td>
<td>500.000 Peso argentino</td>
<td>Endesa Costanera SA Central Dock Sud SA Hidroeléctrica El Chocón SA</td>
<td>5,51% 5,32% 15,35%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Termoeletrica Manuel Belgrano SA</td>
<td>Buenos Aires</td>
<td>Argentina</td>
<td>Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato</td>
<td>500.000 Peso argentino</td>
<td>Endesa Costanera SA Central Dock Sud SA Hidroeléctrica El Chocón SA</td>
<td>5,51% 5,32% 15,35%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Termotec Energía AE</td>
<td>Valencia</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>481.000 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>45,00% 30,17%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Tirme SA</td>
<td>Palma de Mallorca</td>
<td>Spagna</td>
<td>Trattamento e smaltimento dei rifiuti</td>
<td>7.662.750 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneneración Y Renovables SA</td>
<td>40,00% 26,82%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------------</td>
<td>------------</td>
<td>-------------</td>
<td>----------------------------------------------</td>
<td>------------------</td>
<td>-----------</td>
<td>-------------------------------------------------</td>
<td>--------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Urgell Energia SA</td>
<td>Lleida</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>601.000 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>27,00% 18,10%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Yacylec SA</td>
<td>Capital Federal</td>
<td>Argentina</td>
<td>Trammissione di energia elettrica</td>
<td>20.000.000 Peso argentino</td>
<td>Endesa Latinoamerica SA</td>
<td>22,22% 14,90%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Yedesa-Cogeneración SA</td>
<td>Almeria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>234.000 Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>40,00% 26,82%</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Dettentiva da</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------------------</td>
<td>------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>-----------------</td>
<td>--------</td>
<td>---------------</td>
<td>------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>al 31.12.2008</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Agrupación Acefhat AIE</td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Progettazione e servizi</td>
<td>793.340</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Distribución Eléctrica SL</td>
<td>16,67% 11,18%</td>
</tr>
<tr>
<td>Companhia Térmica Mundo Téitel Ace</td>
<td>Caldas de Vizela</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td>TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA</td>
<td>10,00% 3,35%</td>
</tr>
<tr>
<td>Co.Fa.S.E. Srl</td>
<td>Canazei (TN)</td>
<td>Italia</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>25.500</td>
<td>Euro</td>
<td>Aviso Energía SpA</td>
<td>14,00% 6,86%</td>
</tr>
<tr>
<td>Diserio de Sistemas en Silicio SA</td>
<td>Castellon</td>
<td>Spagna</td>
<td>Sistemi fotovoltaici</td>
<td>565.430</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Network Factory SL</td>
<td>14,39% 9,65%</td>
</tr>
<tr>
<td>Electrogas SA</td>
<td>Santiago</td>
<td>Cile</td>
<td>Holding di partecipazioni</td>
<td>10.038.000.000</td>
<td>Peso cileno</td>
<td>Empresa Nacional de Electricidad SA Inversiones Electrogas SA</td>
<td>0,02% 24,37%</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Empresa Propietaria de La Red SA</strong></td>
<td>Panama</td>
<td>Repubblica di Panama</td>
<td>Trasmissione e distribuzione di energia elettrica</td>
<td>40.000.000</td>
<td>Dollar statunitense</td>
<td>Endesa Latinoamerica SA</td>
<td>12,50% 8,38%</td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa Ingeniería SL - Vestas Eólica SA U.T.E.</td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi di ingegneria e consulenza</td>
<td>3.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Ingeniería SLU</td>
<td>19,27% 12,92%</td>
</tr>
<tr>
<td>Enesop Eólicas de Portugal SA</td>
<td>Lisbon</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>5.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge-Gestao de Projetos Energéticos SA</td>
<td>9,80% 6,57%</td>
</tr>
<tr>
<td>Energostel AS</td>
<td>Bratislava</td>
<td>Slovacchia</td>
<td>Gestione della rete in fibra ottica</td>
<td>66.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Slovenske elektrárne AS</td>
<td>16,67% 11,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Euskaltel SA</td>
<td>San校友</td>
<td>Spagna</td>
<td>Servizi informatici</td>
<td>325.200.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Participadas SA</td>
<td>10,00% 6,71%</td>
</tr>
<tr>
<td>Fibel AIE</td>
<td>Girona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>2.400.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>10,00% 6,71%</td>
</tr>
<tr>
<td>Galsi SpA</td>
<td>Milano</td>
<td>Italia</td>
<td>Ingegneria nel settore energetico e infrastrutturale</td>
<td>33.838.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Produzione SpA</td>
<td>15,61% 15,61%</td>
</tr>
<tr>
<td>Green Fuel Corporacion SA</td>
<td>Cantabria</td>
<td>Spagna</td>
<td>Sviluppo, costruzione e operazioni di biodiesel</td>
<td>121.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>16,51% 10,06%</td>
</tr>
<tr>
<td>Groberel AIE</td>
<td>Girona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>12,00% 8,05%</td>
</tr>
<tr>
<td>Hisane AIE</td>
<td>Tarragona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Cogenerazione di energia elettrica e termica</td>
<td>1.200</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>10,00% 6,71%</td>
</tr>
<tr>
<td>Inversiones Eólicas La Esperanza SA</td>
<td>San José</td>
<td>Costa Rica</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>100.000</td>
<td>Colón costaricano</td>
<td>Enel de Costa Rica SA</td>
<td>51,00% 51,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Multimedia University Srl</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>Formazione a distanza</td>
<td>24.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Sfera - Società per la formazione e le risorse aziendali Srl</td>
<td>13,04% 13,04%</td>
</tr>
<tr>
<td>International Wind Parks Of Achaia SA</td>
<td>Maroussi</td>
<td>Grecia</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>3.020.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Enel Green Power International BV</td>
<td>15,00% 15,00%</td>
</tr>
<tr>
<td>Mincentrales Del Canal de las Bárdenas AIE</td>
<td>Zaragoza</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti idroelettrici</td>
<td>1.202.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>15,00% 10,06%</td>
</tr>
<tr>
<td>Miranda Plataforma Logistica SA</td>
<td>Miranda de Elbro (Burgos)</td>
<td>Spagna</td>
<td>Sviluppo regionale</td>
<td>1.200.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Nuclenor SA</td>
<td>33,33% 11,06%</td>
</tr>
<tr>
<td>Papeleira Portuguesa</td>
<td>Sao Paio de Oeiras</td>
<td>Portogallo</td>
<td>Fabbricazione di carta</td>
<td>916.229</td>
<td>Euro</td>
<td>TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA</td>
<td>13,16% 4,41%</td>
</tr>
<tr>
<td>Silicio Energía SA</td>
<td>Campanillas (Madaga)</td>
<td>Spagna</td>
<td>Impianti elettrostatici di silicio</td>
<td>69.000.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>17,00% 11,40%</td>
</tr>
<tr>
<td>Sociedad de Fomento Industrial de Extremadura SA</td>
<td>Badajoz</td>
<td>Spagna</td>
<td>Sviluppo regionale</td>
<td>155.453.460</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa SA</td>
<td>42,00% 28,16%</td>
</tr>
<tr>
<td>Sociedad Para El Estudio Y La Promoción Del Gasoducto Argelia Europa Via España SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Sviluppo e progettazione</td>
<td>28.500.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
<td>12,00% 8,05%</td>
</tr>
<tr>
<td>Sotavento Galicia SA</td>
<td>La Coruña</td>
<td>Spagna</td>
<td>Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</td>
<td>601.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>18,00% 12,07%</td>
</tr>
<tr>
<td>Tirmadrid SA</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>Trattamento e smaltimento dei rifiuti</td>
<td>16.828.000</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>15,00% 10,06%</td>
</tr>
<tr>
<td>Tractament Y Revalorització Barcelona de Residus Del Maresme SA</td>
<td>Barcelona</td>
<td>Spagna</td>
<td>Trattamento e smaltimento dei rifiuti</td>
<td>3.606.060</td>
<td>Euro</td>
<td>Endesa Cogeneración Y Renovables SA</td>
<td>10,00% 6,71%</td>
</tr>
<tr>
<td>Denominazione sociale</td>
<td>Sede legale</td>
<td>Nazione</td>
<td>Attività</td>
<td>Capitale sociale</td>
<td>Valuta</td>
<td>Detenuta da</td>
<td>% di possesso del Gruppo</td>
</tr>
<tr>
<td>---------------------------------------</td>
<td>-------------</td>
<td>---------</td>
<td>----------</td>
<td>------------------</td>
<td>--------</td>
<td>-------------</td>
<td>-------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Climare Srl (in liquidazione)</td>
<td>Genova</td>
<td>Italia</td>
<td>-</td>
<td>30.600 Euro</td>
<td>Enel Distribuzione SpA</td>
<td>66,66%</td>
<td>66,66%</td>
</tr>
<tr>
<td>Desaladora de La Costa Del Sol SA (in liquidazione)</td>
<td>Malaga</td>
<td>Spagna</td>
<td>-</td>
<td>5.889.920 Euro</td>
<td>Endesa Participadas SA</td>
<td>51,02%</td>
<td>34,21%</td>
</tr>
<tr>
<td>Desarrollo Tecnológico Nuclear SL (in liquidazione)</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>-</td>
<td>3.650 Euro</td>
<td>Endesa Generación SA</td>
<td>46,35%</td>
<td>31,08%</td>
</tr>
<tr>
<td>Endesa Marketplace SA (in liquidazione)</td>
<td>Madrid</td>
<td>Spagna</td>
<td>-</td>
<td>6.743.800 Euro</td>
<td>Enersis SA Endesa Servicios SL</td>
<td>15,00% 63,00%</td>
<td>31,70%</td>
</tr>
<tr>
<td>Q-Channel SpA (in liquidazione)</td>
<td>Roma</td>
<td>Italia</td>
<td>-</td>
<td>1.607.141 Euro</td>
<td>Enel Servizi Srl</td>
<td>24,00%</td>
<td>24,00%</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Relazioni
Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2008
Relazione della società di revisione ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, del conto economico, del rendiconto finanziario, del prospetto degli utili e delle perdite rilevati nell'esercizio e dalle relative note di commento, del Gruppo Enel chiuso al 31 dicembre 2008. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05, compete agli amministratori della Enel S.p.A. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.


3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo Enel per l'esercizio chiuso a tale data.
La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Enel S.p.A.. È di nostra competenza l’espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio, come richiesto dall’art. 156, comma 4-bis, lettera d), del D.Lgs. 58/98. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008.

Roma, 10 aprile 2009

KPMG S.p.A.

[Signature]

Stefano Bandini
Socio
Format editoriale e ideazione cover
Inarea Strategic Design - Roma

Consulenza editoriale e impaginazione
Sogester - Roma

Revisione testi
postScriptum - Roma

Foto
Roberto Caccuri, Agenzia Contrast per Enel
Alfredo D’Amato, Agenzia 7 minutes per Enel

in copertina:
Foto Getty Images

Stampa
System Graphic - Roma

Finito di stampare
nel mese di giugno 2009
su carta ecologica riciclata
Fedrigoni Symbol Freelife

Tiratura: 500 copie

Pubblicazione fuori commercio

A cura della Direzione Relazioni Esterne

Il presente fascicolo forma parte integrante
della Relazione Finanziaria Annuale di cui
all’art. 154 ter, comma 1, T.U. della Finanza
(D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58)

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale
Euro 6.186.419.603
(al 31 dicembre 2008) i.v.
Codice Fiscale e Registro Imprese
di Roma n. 00811720580
R.E.A. di Roma n. 756032
Partita IVA n. 00934061003