ATTI PARLAMENTARI

XV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. XV
n. 179

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

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

ENEL S.p.A.

(Esercizio 2006)

Trasmessa alla Presidenza l'8 febbraio 2008

TIPOGRAFIA DEL SENATO

PAGINA BIANCA

INDICE

Determinazione della Corte dei Conti n. 4/2008 del 22 gennaio 2008 . . . . . *Pag.* 5

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'ENEL S.p.A., per l'esercizio 2006 . . . . . » 7

DOCUMENTI ALLEGATI:

Esercizio 2006:

Relazione del Consiglio di amministrazione . . . . . » 155
Relazione del Collegio sindacale . . . . . » 207
Bilancio consuntivo . . . . . » 219
Bilancio consolidato . . . . . » 345

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 4/2008

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 22 gennaio 2008;

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

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

visto il decreto legislativo 30 giugno 1999, n. 286;

vista la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;

visto il bilancio di esercizio consolidato dell'ENEL S.p.A, relativo all'esercizio finanziario 2006 nonché le annesse relazioni del Consiglio di Amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Pres. dott. Ignazio de Marco e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della predetta Società per l'esercizio 2006;

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

P. Q. M.

comunica, a norma dell'articolo 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con il bilancio per l'esercizio 2006 – corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione dell'ENEL S.p.A. – l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società stessa per l'esercizio 2006.

L'ESTENSORE — IL PRESIDENTE

f.to Ignazio de Marco — *f.to* Mario Alemanno

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE DELL'*ENEL - S.p.A.* PER L'ESERCIZIO 2006

SOMMARIO

Premessa. - 1. Provvedimenti legislativi. - 2. Vicende significative. – *2.1.* La liberalizzazione del mercato elettrico. - *2.2.* Acquisizione di una partecipazione in «ENDESA». - *2.3.* Indebitamento finanziario e prestiti obbligazionari. - *2.4.* La vendita di Wind. - *2.5.* La cessione di quote possedute in T.E.R.NA. - *2.6.* La ristrutturazione dell'area servizi. - *2.7.* La vicenda «*Enelpower*». - *2.8.* L'operazione «*Project Olympe*». - *2.9.* L'accordo con EDF nel settore nucleare. - *2.10.* Il Contenzioso. - *2.11.* Altre vicende. - 3. Le strategie del *Gruppo ENEL.* - *3.1.* In Italia. - *3.2.* All'estero. - 4. Le risorse umane. - 5. Il modello organizzativo del *Gruppo ENEL.* - 6. La struttura organizzativa della *Corporate.* - 7. Il sistema di *Corporate Governance.* - *7.1.* Gli organi statutari. - *7.2.* I compensi. - 8. Le attività del *Gruppo ENEL.* - *8.1.* Elementi di contesto e dati relativi al mercato elettrico. - *8.2.* Le tariffe. Il rimborso di «*Stranded costs*». - *8.3.* Il Piano industriale e gli investimenti. - 9. Riepilogo dei risultati delle società del *Gruppo ENEL.* - 10. Risultati economico-finanziari del *Gruppo Enel* nel 2006. - *10.1.* Forma e struttura del bilancio consolidato. - *10.2.* Notizie generali. - *10.3.* Lo stato patrimoniale consolidato. - *10.4.* Il conto economico consolidato. - *10.5.* Dati riclassificati. - *10.5.1.* La gestione economica. - *10.5.2.* La gestione patrimoniale. - *10.5.3.* La gestione finanziaria. - 11. Risultati economico finanziari di *ENEL S.p.A.* nel 2006. - *11.1.* Il bilancio d'esercizio. - *11.2.* Notazioni generali. - *11.2.1.* La gestione economica. - *11.2.2.* La gestione patrimoniale. - *11.2.3.* La gestione finanziaria. - *11.3.* Lo stato patrimoniale. *11.4.* Il conto economico. 12. Conclusioni

PAGINA BIANCA

PREMESSA.

La Corte riferisce al Parlamento sul risultato del controllo eseguito - in base all'art. 12 della legge 21 marzo 1958, n. 259 - sulla gestione dell' *ENEL S.p.A.* per l'esercizio **2006**[1] ed espone, altresì, i principali fatti di gestione intervenuti sino a data corrente.

L' *ENEL S.p.A.* ha la missione - come si legge nell' art. 4.1 dello Statuto e nell'aggiornato codice etico – "*di essere il più efficiente produttore e distributore di elettricità e gas, orientato al mercato e alla qualità del servizio, con l'obiettivo di creare valore per gli azionisti, di soddisfare i clienti e di valorizzare tutte le persone che vi lavorano*"; ha, inoltre, per oggetto "*l'assunzione e la gestione di partecipazioni ed interessenze in società ed imprese italiane o straniere nonché lo svolgimento, nei confronti delle società ed imprese controllate, di funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento sia dell'assetto industriale che delle attività dalle stesse esercitate*". E' in corso di studio l'adattamento della *mission* alla nuova strategia aziendale recependo, sopra tutto, i mutamenti dello scenario del mercato dell'energia.

La durata della Società è rimasta stabilita al 31 dicembre 2100, salva l' eventuale proroga.

Il capitale sociale di euro 6.181.469.599[2], interamente versato, è costituito esclusivamente da azioni ordinarie, nominative, interamente liberate ed assistite dal diritto di voto nelle Assemblee (ordinaria e/o straordinaria): trattasi, infatti, di compagine azionaria al primo posto, in Italia, per numero di azionisti (quasi 2,2 milioni), caratterizzata da proprietà diffusa (il c.d. "*flottante*" che ammonta al *68,74%*) in mano al mercato (investitori istituzionali, italiani ed esteri[3], nonché individuali) non esistendo partecipazioni superiori al *2%* all'infuori del Ministero dell'Economia e delle Finanze e della Cassa depositi e prestiti (rispettivamente col *21,11%* ed il *10,15%* al 30 giugno 2007)[4]. Significativa é la presenza di numerosi fondi etici (*22,6%* del totale dell' azionariato istituzionale e *9%* del flottante, esclusi M.E.F. e C.D.P.) e dei piccoli risparmiatori i quali possiedono circa il *37,1%* del capitale.

La Società opera principalmente nel mercato italiano ma detiene attività in Europa, in America, in Russia, in Grecia e in Turchia; essa é quotata alla Borsa Italiana ed a quella di New York[5]. Per il modesto numero delle azioni colà quotate e negoziate (inferiore, mediamente, all'1,5% del capitale sociale) e per il ridotto volume degli scambi

---

[1] L'ultimo referto, concernente l'esercizio **2005**, è pubblicato in: Atti parlamentari - Camera dei Deputati - XIV Legislatura - Doc. XV, n. 77. E' stato portato a conoscenza del Consiglio di Amministrazione della Società nella seduta del 18 gennaio 2007.

[2] Dato riferito all' Assemblea del 25 maggio 2007. Nel deliberare l'acconto sul dividendo per l'esercizio 2007, la delibera del Consiglio riporta "*n. 6.182.740.634 azioni attualmente in circolazione*".

[3] Circa il *23 %* è in mano a britannici e poco più del *19%* in mano a statunitensi.

[4] Percentuali riportate nella relazione semestrale al 30 giugno 2007.

[5] Le azioni *ENEL* sono quotate (*listing*) dal 2 novembre 1999 anche presso il NYSE di New York sotto forma di "*American Depositary Shares*" (ciascuna rappresentativa di cinque azioni ordinarie).

giornalieri nonché per gli onerosi costi annualmente sostenuti dall'*ENEL*, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato (seduta del 29 novembre 2007) di procedere al *delisting* ed alla *deregistration* (presso la "SEC") di tutte le azioni sul mercato statunitense, conferendo apposito mandato all' A.D.

L' *ENEL S.p.A.* ha rapporti con talune società controllate dallo Stato da cui acquista o alle quali vende energia elettrica (*GRTN*, ora *GSE, AU, GESTORE DEL MERCATO*) ovvero delle quali usa la rete elettrica nazionale (*T.E.R.NA.*); dall' *ENI*, inoltre, acquista sia combustibili per il fabbisogno degli impianti di generazione sia gas per l'attività di distribuzione e vendita.

1. – PROVVEDIMENTI LEGISLATIVI.

Dei numerosi interventi del legislatore nel settore elettrico e del gas, ovvero dell'energia in genere, si evidenziano:

- la **legge 28 dicembre 2005 n. 262** ("*tutela del risparmio*"), che ha reso necessario - anche recependo alcune modifiche ed integrazioni apportate dalla CONSOB con delibera n. 159515/07 - l'adeguamento di alcune parti dello Statuto sociale sia ad opera dell'Assemblea[6] che del Consiglio di Amministrazione (mediante verbale notarile)[7] come appresso:

quanto all'art. 14.3, in tema di requisiti di indipendenza di almeno due componenti del Consiglio di Amministrazione nonché obbligo di comunicare la eventuale perdita dei requisiti o di cause di ineleggibilità od incompatibilità, sostituzione dei consiglieri cessati, ecc.;

quanto all'art. 20.4, circa i requisiti di professionalità del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, previo parere favorevole del Collegio Sindacale;

- la **legge 24 novembre 2006, n. 286** (che ha convertito il decreto legge 3 ottobre 2006, n. 262 (collegato alla finanziaria 2007) «*Disposizioni urgenti in materia tributaria e finanziaria*" concernente, tra l'altro, la integrale indeducibilità (ai fini Ires e Irap) dei costi relativi ai veicoli aziendali e la deducibilità limitata per quelli concessi in uso promiscuo ai dipendenti - con un maggior onere per il Gruppo stimabile da un minimo di quasi 3 milioni di euro ad un massimo di 5 milioni di euro – e modifiche al comma 1 dell'articolo 48 *bis* del d.P.R. n. 602 del 1973 in tema di pagamenti della P.A.;

---

[6] Assemblea straordinaria tenutasi il 26 maggio 2006.

[7] Riunione del 26 giugno 2007.

- il **decreto legislativo 29 dicembre 2006 n. 303** (correttivo della legge 28.12.2005, n. 262) contenente norme di adeguamento del Testo Unico Bancario (TUB), del Testo Unico della Finanza (TUF) nonché di altre leggi speciali. Molte disposizioni di detto decreto - incidenti, in particolare, sulla *governance* delle S.p.A. quotate - hanno interessato l'*ENEL*[8] che, peraltro, aveva già provveduto ad inserire nel proprio statuto ovvero ad adottare nei propri comportamenti[9] talune regole similari e/o conformi ai nuovi criteri normativamente introdotti. Ulteriori modifiche statutarie di completamento e/o integrazione – tra cui la proposta motivata del Collegio Sindacale circa il conferimento o la revoca dell'incarico di revisione a società specializzata - sono state, invece, apportate dall' organo competente (Consiglio[10] ovvero Assemblea straordinaria del maggio 2007[11]) nel puntuale rispetto del termine assegnato;

- la legge **26 febbraio 2007, n. 17** che ha abrogato l' estensione al 2020 della ***scadenza delle concessioni idroelettriche*** di grande derivazione, ***nelle Province Autonome di Trento e di Bolzano*** (introdotta col d.l. 30 dicembre 2005, n. 273 - c.d. "*milleproroghe*" - convertito con legge 23 febbraio 2006, n. 51)[12], riportandola al 2010. L' *ENEL* – che, nelle Province suddette, possiede 32 impianti per 27 concessioni, con produzione di 1.406 MW di potenza efficiente, pari al 25% del totale idroelettrico nazionale – intenderebbe ottenere un provvedimento legislativo tale da attenuare i danni derivanti dalla mancata proroga di dette concessioni. Nel frattempo, ha intrapreso trattative per addivenire ad un accordo[13] con la Provincia Autonoma di Trento finalizzato alla gestione congiunta di *asset* di produzione prevedendo la proroga delle concessioni di almeno 15 anni e la costituzione di una *newco* il cui 60% andrebbe conferito a società partecipata dalla stessa P.A.T.. In seguito, dopo un incontro dei rappresentanti della

---

[8] Ad esempio: emissione e circolazione di strumenti finanziari, trasparenza dei piani di azionariato, elezione e composizione degli organi di amministrazione e di controllo delle società quotate, revisione contabile, informativa societaria, adeguamenti statutari, ecc.

[9] Vale citare: la valutazione annuale della dimensione, composizione e funzionamento del C.d.A. e dei suoi Comitati affidata alla *board review*; l'individuazione degli amministratori esecutivi e l'attestazione del requisito di indipendenza (riunione del 19 dicembre 2006); il numero massimo degli incarichi rivestiti dagli amministratori in altre società, ecc.

[10] Riunione dell' 11 aprile 2007 (con verbale notarile) concernente l'attribuzione della Presidenza del Collegio Sindacale al Sindaco effettivo designato dalle minoranze azionarie (art. 25.2 dello Statuto) nonché la disciplina dei poteri di convocazione dell'Assemblea e del Consiglio di Amministrazione da parte del Collegio Sindacale (art. 25.5 dello Statuto).

[11] Trattasi di: esclusione, in sede di rinnovo del C.d.A., dei candidati espressi da liste che hanno conseguito un numero di voti inferiore allo 0,5% del capitale; indicazione nelle liste dei candidati Amministratori dei componenti in possesso del requisito dell'indipendenza e di altre disposizioni intese a garantire la permanenza di un numero adeguato di Amministratori indipendenti; requisiti di professionalità del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari.

[12] La proroga - subordinata, tra l'altro, all'effettuazione di congrui interventi di ammodernamento degli impianti ed al versamento di un canone aggiuntivo - era stata introdotta ad evitare che la procedura di infrazione avviata dalla Commissione UE per la preferenza attribuita al concessionario uscente (in riferimento al decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79, c.d. *decreto Bersani*, che aveva previsto al 2029 la scadenza delle concessioni di grande derivazione dell'*ENEL* ed al 2039 per il resto del territorio nazionale) si concludesse innanzi alla Corte di Giustizia; in materia, sono pendenti giudizi di costituzionalità sollevati da diverse Regioni.

[13] *Cfr.* verbale del C.d.A. del 10 ottobre 2007.

Provincia con funzionari della Commissione Europea (dichiaratisi indisponibili ad autorizzare la suddetta proroga), è stata avviata una ulteriore trattativa con la P.A.T. – approvata dal Consiglio nella seduta del 10 ottobre 2007 - basata sulla proroga delle concessioni di 10 anni e sul reciproco impegno ad ottenere dalle competenti autorità l'estensione di questo periodo: *Enel Produzione* verrebbe a beneficiare sostanzialmente dello stesso livello economico che sarebbe scaturito dalla proroga a 15 anni. Per la previsione di stima di 1.279 milioni di euro è stata chiesta una perizia esterna, come assicurato dall'Amministratore Delegato al Magistrato della Corte dei conti il quale aveva chiesto di conoscere se i valori prospettati fossero "confortati da stime ufficiali, per evitare che l' *ENEL* risulti esposta ad oneri maggiori rispetto a quelli che è tenuta a sopportare";

- la legge **3 agosto 2007, n. 123** che, tra l'altro, ha introdotto nel d. lgs. n. 231 del 2001 una disposizione (art. 25 *septies*) con cui si estende la responsabilità amministrativa delle persone giuridiche agli illeciti connessi alla violazione di norme di sicurezza ed antinfortunistiche. Nell'ambito del *Gruppo ENEL* – oltre all'individuazione di dette norme - occorre valutare la ricorrenza di aree di rischio ed aggiornare, conseguentemente, il modello già adottato dalla Società;

- la **legge 3 agosto 2007, n. 125** (di conversione del d. legge 18 giugno 2007, n. 73, in attuazione delle direttive comunitarie 2003/54/CE e 2003/55/CE) "*Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia*" che, in particolare, ha disposto interventi da parte sia dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas - sopra tutto, per le condizioni *standard* di erogazione del servizio nonché per la definizione dei prezzi di riferimento delle forniture, a tutela dei diritti degli utenti – sia del Ministro dello sviluppo economico finalizzate ad assicurare la salvaguardia ai clienti finali e ad adottare iniziative per la sicurezza del sistema elettrico, ecc. La legge ha, altresì, stabilito la separazione societaria (*unbundling*) tra attività di produzione e di vendita demandando all'AEEG l'emanazione di disposizioni[14] per la separazione funzionale di reti (energia elettrica e gas);

- la **legge 3 agosto 2007, n. 127** (di conversione del decreto legge 2 luglio 2007, n. 81) «*Disposizioni urgenti in materia finanziaria*» (appellato decreto "tesoretto"), che ha esteso il c.d. cuneo fiscale anche alle *holding* di gestione di partecipazioni industriali con nuovi limiti di deducibilità degli interessi passivi. Per l'*ENEL* (considerando gli oneri per l'acquisizione di ENDESA), l' aggravio impositivo IRAP era stimato su ben 80

[14] Si rammenta, in proposito, la delibera AEEG n. 11/07 del 18 gennaio 2007 (integrata con delibera n. 253/07 del 4 ottobre 2007) che prevede un particolare modello di *governance* per le attività soggette a separazione funzionale.

milioni di euro per il 2007 ed almeno 90 milioni di euro per i successivi esercizi; una nota del Dipartimento per la politiche fiscali (accolta in un *o.d.g.* approvato dalla Camera il 24 luglio 2007) ha, tuttavia, chiarito la portata dell'intervento normativo rendendo marginale l'impatto fiscale della norma contenendola in circa 2 milioni di euro per il 2007 e 3 milioni di euro per il biennio 2008 e 2009;

- il **decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159** (convertito con legge 29.11.2007, n. 222) "*Interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale*") che, tra l'altro, in materia di pagamenti della P.A, ha precisato (art. 19) gli effettivi destinatari del comma 1 dell'art. 48/*bis* del d.P.R. 29.9.1973, n. 602 eliminando le società a prevalente partecipazione pubblica;

- la recentissima **legge 24 dicembre 2007, n. 244** (*"finanziaria 2008"*) che avrà un impatto per il *Gruppo Enel,* sopra tutto, per la deducibilità degli interessi passivi;

- il **D.M. dell'Ambiente e della tutela del territorio**, in data **23 febbraio 2006**, recante l'assegnazione ed il rilascio delle quote di CO_2, per il periodo 2005/7, in base a quanto stabilito dalla direttiva comunitaria n. 2003/87/CE. Col provvedimento è stato, inoltre, istituito il *Registro nazionale delle emissioni e delle quote di emissione* nonché regolati il trasferimento, la restituzione e la cancellazione delle quote stesse;

- il **D. M. dello Sviluppo Economico**, in data **15 dicembre 2006**, con disposizioni riguardanti, tra l'altro, il prezzo di cessione dell'energia elettrica all'Acquirente Unico (AU) e l'assegnazione della riserva sulla capacità di trasporto dell'energia stessa;

- **il d. lgs. 17 settembre 2007**, n. 164 (in attuazione della direttiva 2004/39/CE) che prevede la possibilità, anche per gli operatori elettrici, di partecipare ai mercati regolamentati degli strumenti finanziari (derivati) sull'energia elettrica.

2. – VICENDE SIGNIFICATIVE.

Nel periodo su cui si riferisce meritano preliminare menzione:

2.1 – LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO.

La completa liberalizzazione del mercato elettrico si è realizzata dal 1° luglio 2007, data da cui ha avuto inizio anche per i c.d. "clienti domestici"[15] (circa 28 milioni di famiglie, con elevati o bassi consumi) la possibilità di scegliere l'offerta ritenuta più interessante – e, quindi, il proprio fornitore e non più distributore, di energia - così come avviene nel resto d' Europa per effetto della Direttiva comunitaria 2003/54/CE e così come, già da un quadriennio, avvenuto per il *gas* (direttiva n. 55). La *deregulation* – iniziata con i decreti c.d. Bersani del 1999 e 2002, proseguita con la legge n. 57 del 2001 e con la c.d. "legge Marzano" – rappresenta un'occasione importante per le aziende (elettriche) nazionali nonché per le società con una consolidata base territoriale, tutte coinvolte nel mettere a punto le proprie offerte commerciali[16], limitate a lievi sconti, rispetto alle tariffe dell'AUTORITÀ (AEEG), in attesa di puntuali regole in materia definite, peraltro, con Decreti del Ministro dello sviluppo economico in data 23 novembre 2007 e 15 dicembre 2007 ossia nel previsto periodo transitorio di sei mesi dall'entrata in vigore del succitato d. l. n. 73 del 2007 (convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125). Misure a tutela dei consumatori sono state decise dalla stessa AEEG (delibera n. 272/07) anche per numerose segnalazioni da parte di clienti ed associazioni di consumatori; l'ACQUIRENTE UNICO, inoltre, ha attivato un numero verde offrendo informazioni per il mercato sia elettrico sia del gas ai fini di una scelta più libera e consapevole.

Al vecchio sistema basato unicamente sulle tariffe (fissate dall' AUTORITÀ) viene, ora, a sostituirsene uno nuovo in cui le bollette saranno calcolate sommando, oltre alle imposte, sia i prezzi (determinati liberamente dal mercato, tramite le offerte delle diverse società di vendita) che le tariffe[17]. Le imprese di vendita al dettaglio acquisteranno l'energia elettrica all'ingrosso per venderla ai propri clienti ai quali sono garantite le prestazioni commerciali indicate nel contratto; il distributore continuerà ad assicurare il regolare trasporto dell'energia sulla rete al contatore, intervenendo in caso di guasti agli impianti. Ai clienti che non scelgono un venditore sul mercato libero è, comunque,

---

[15] La clientela, cioè, non comprendente né grandi o piccole imprese né i titolari di partita i.v.a..

[16] Dal 1° gennaio 2007, l'AUTORITÀ ha introdotto (delibera n. 105/06) il "**codice di condotta commerciale**" con le regole comportamentali di correttezza e trasparenza che i venditori devono applicare per la promozione delle offerte, la conclusione e la modifica del contratto, ecc. per garantire ai clienti tutte le informazioni necessarie e la possibilità di confrontare i prezzi delle offerte.

[17] Comprendenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia e gli oneri generali del sistema elettrico (contributi per la ricerca, fonti rinnovabili, smaltimento delle scorie nucleari, ecc.) previsti per legge. La stessa AUTORITÀ ha approvato (delibera n. 152/06) una direttiva sulla trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi elettrici.

garantito un servizio di buona qualità a prezzi ragionevoli ("condizioni standard" previste dal decreto governativo e fissate dall'AUTORITÀ).

In conseguenza di detto evento, l' *ENEL* - come riferito dal suo Presidente all'Assemblea del 25 maggio 2007 - ha predisposto gli strumenti per poter offrire il prodotto a costi competitivi ed una qualità del servizio sempre più elevata: pur se non è stata lanciata una vera e propria campagna pubblicitaria *ad hoc* vanno segnalati, comunque, l'acquisizione di molti nuovi clienti *liberi*[18] (si stima oltre un milione, alla data del presente referto) con alcune e mirate proposte[19] ed il progetto di far rientrare in una nuova società (*newco*), dal 2008, tutto il ramo vendita di *Enel Distribuzione*[20] separandolo da *ENEL*.

2.2 - ACQUISIZIONE DI UNA PARTECIPAZIONE IN "*ENDESA*".

Nella seduta del 27 febbraio 2007, tenuto conto del lancio di un' OPA da parte dell'impresa tedesca "E.ON", il Consiglio ha deliberato l'acquisto (mediante la controllata *Enel Energy Europe s.r.l.*) di una diretta partecipazione di minoranza nella società "ENDESA" – impresa di dimensioni di poco inferiori all' *ENEL* nonché *leader* nel settore energetico in Spagna e presente in altri Paesi sia europei sia dell'America Latina - e la stipula di contratti derivati di *share swap* per la copertura delle oscillazioni del titolo di detta società.

Valendosi dell' operazione di *book building* accelerato, é stata subito acquisita la partecipazione fino al **9,99%** delle azioni (pari a 105.800.000 azioni), al prezzo di euro 39,00 per ciascuna - al di sotto del livello medio di euro 42 fissato, come limite massimo, dal Consiglio – con esborso complessivo di **4.126,2 milioni** di euro oltre alla spesa di 8,3 milioni di euro per le commissioni; il finanziamento è stato assicurato sia dalle linee di credito esistenti sia da una nuova linea *ad hoc,* come precisato dall'Amministratore Delegato al Magistrato della Corte dei Conti il quale aveva chiesto "*con quali risorse l' ENEL intende fronteggiare l'acquisto della partecipazione (...) e se l'operazione sia compatibile con la politica strategica prescelta dal Gruppo di estendere le proprie attività nell'ambito dell'Europa orientale piuttosto che nell'Europa occidentale*" [21] (verbale del C.d.A., riunione del 27 febbraio 2007).

---

[18] In alcuni casi potrebbe, tuttavia, trattarsi di (già) clienti *ENEL* i quali, passando alla soluzione "mercato libero", hanno soltanto mutato la tipologia del contratto.

[19] Ad esempio: "*Energia pura casa*" che consente alle famiglie di pagare l'energia sempre allo stesso prezzo, per un biennio, con la possibilità di acquistare energia rinnovabile; "*Vantaggio 5*" è, invece, l'offerta per la fornitura di gas con lo sconto del 5% sul prezzo all'origine. Le proposte entrano in vigore dal primo giorno del mese successivo alla firma del contratto.

[20] Delibera approvaya nella riunione del C.d.A. del 26 giugno 2007.

[21] C.d.A., riunione del 27 febbraio 2007.

A parte gli adempimenti di rito nei confronti delle Autorità di vigilanza sui mercati italiano e spagnolo (CONSOB e CNMV[22]), *ENEL* – anche sulla base dei menzionati contratti di *share swap* con primarie istituzioni finanziarie - ha presentato alle autorità spagnole la richiesta per ottenere le autorizzazioni necessarie ad incrementare la partecipazione in ENDESA fino al ***24,99%*** ad evitare l' obbligo di offerta pubblica di acquisto e per assicurarsi il completo e corretto esercizio dei diritti di voto.

Nel contempo, ha avviato[23] con la soc. spagnola ACCIONA[24] un negoziato per definire i termini di un accordo decennale finalizzato al lancio congiunto di una **OPA**, fino al limite massimo di euro 41,00 per azione, per ottenere il controllo (anch'esso congiunto) sull'intero capitale di ENDESA mediante la costituzione di apposita società veicolo[25] (*newco*) per la gestione di impianti da fonte rinnovabile: detta società sarà partecipata in misura appena maggioritaria dalla stessa ACCIONA e da *ENEL*. E', altresì, prevista l'integrazione della soc. VIESGO in ENDESA e la possibilità, per *ENEL*, di acquisire le quote disponibili delle società SNET ed ENDESA ITALIA.

In proposito sono state poste in essere tutte le attività propedeutiche e necessarie all' ottenimento di detta approvazione sia in Spagna (in particolare, la "Comision Nacional de la Energia" (CNE), per il superamento del limite di possesso)[26], sia al di fuori di essa, da parte della Commissione Europea pronunciatasi il 5 luglio 2007, per i profili *antitrust*[27]. Il successivo 25 luglio la CNMV ha autorizzato la pubblicazione dell' OPA, al prezzo di 40,16 euro[28], ed il 30 luglio è avvenuto (contestualmente, in Spagna e negli Stati Uniti con durata minima di due mesi) il lancio sul *100%* del capitale sociale di ENDESA[29].

A settembre 2007, l'Assemblea degli azionisti di detta società ha modificato alcuni articoli dello statuto soddisfacendo una delle condizioni per l'efficacia dell'OPA che si è chiusa il 1° ottobre con il seguente risultato: il *46,05%* del capitale di ENDESA (ossia l'85% del capitale cui era destinata l'OPA, escludendo le quote già detenute dai due offerenti) ha aderito all'offerta e:

---

[22] Comision Nacional del Mercato de Valores.

[23] Delibera assunta dal C.d.A. nella riunione del 22 marzo 2007.

[24] Società le cui attività attengono a: infrastrutture, *real estate*, energia elettrica da fonti rinnovabili, logistica e trasporti, servizi ambientali ed urbani, servizi finanziari, ecc.

[25] Al riguardo è stata concessa ad ACCIONA la *put option* - quale protezione contro il rischio di possibile decremento di valore del proprio investimento – da esercitare, a particolari condizioni, tra il terzo ed il decimo anniversario dalla firma dell'accordo; la valutazione complessiva dell'opzione, secondo stime della società di revisione, sarebbe pari a circa 1.140 milioni di euro (*cfr.* relazione della revisione contabile circa la situazione semestrale al 30 giugno 2007).

26 La CNE, nell'accordare la propria approvazione, ha imposto ai sensi della "Funcion 14" numerose condizioni per l'acquisto di ENDESA i cui profili di criticità sono stati impugnati da parte di *ENEL* e di ACCIONA con ricorso gerarchico al Ministro dell'Industria e dell'Ambiente spagnolo il quale, il 22 ottobre 2007, si è pronunciato, in gran parte, favorevolmente eliminando alcune condizioni negative per *ENEL*.

[27] Avverso l'OPA del *tandem* italo/iberico, la soc. spagnola "IBERDROLA" aveva presentato un *dossier* per contestare il restringimento della concorrenza con effetti negativi sul processo di liberalizzazione del settore elettrico europeo.

[28] Il prezzo è diminuito (da 41,30 a 40,16) essendo stato detratto il dividendo (1,14 euro) distribuito da ENDESA alla data di presentazione dell'offerta.

[29] Il Consiglio di Amministrazione di questa società, il 3 agosto successivo, ha espresso la propria valutazione favorevole nei confronti della suddetta offerta.

- ACCIONA ha acquisito il *3,97%* del capitale, accrescendo la propria partecipazione al *25,01%*;
- *ENEL* ha acquisito la rimanente quota del *42,08%* per l'importo di 17,9 miliardi di euro.

Permane sul mercato una quota di flottante appena inferiore all'*8%*.

Complessivamente, per l'acquisto della partecipazione in ENDESA fino al ***67,05%*** (per il totale di 709.893.858 azioni), l' esborso dell' *ENEL* è stato pari a **28,2 miliardi** di euro.

Nella lunga ed articolata vicenda – che si è conclusa il 18 ottobre 2007 con la nomina del nuovo Consiglio di amministrazione di ENDESA, composto da 7 membri (4 per ACCIONA e 3 per *ENEL*) col Presidente scelto da ACCIONA ed il Vice Presidente nominato da *ENEL* – è stato necessario procedere alla definizione dello Statuto delle *newco*, alla esatta determinazione riguardante la cessione di *asset* ad "E.On", alla negoziazione con ASM Brescia circa gli *asset* di ENDESA in Italia nonché ad altri adempimenti successivi alla chiusura dell'offerta, in Italia ed all'estero, comprese la cessione degli *asset* alla soc. E.ON e l'OPA "a cascata" su società partecipate da ENDESA (in America Latina, specialmente in Perù).

ENEL ha, così, raggiunto un importante risultato verso la realizzazione di un grande Gruppo energetico europeo, con una forte presenza in Spagna e nel resto del mondo, in grado di svolgere in maniera più consistente le proprie attività avendo una estesa area di *business* caratterizzata da più ridotti margini di rischio, aumento del parco di produzione, migliorato *mix* delle fonti di generazione, ampliato numero complessivo di clienti. Gli effetti di questa operazione modificheranno la struttura patrimoniale della Società che dovrà particolarmente curare il mantenimento dell' equilibrio economico finanziario oltre alle capacità tecniche e alle risorse per far fronte ad eventuali impegni futuri.

Il Consiglio di Amministrazione dell'*ENEL*, frequentemente e tempestivamente convocato, è stato sempre aggiornato sugli sviluppi dell'operazione al fine di assumere per tempo le conseguenti decisioni di competenza supportate non solo dalle disponibilità di alcuni istituti bancari di livello internazionale ma anche da pareri e valutazioni di studi legali: in dette circostanze, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di operare in base all'evolversi della situazione nella prospettiva di assumere – come, in effetti, avvenuto - una dimensione primaria nel settore energetico, a livello mondiale[30].

Connesse all'acquisizione della partecipazione in ENDESA sono le operazioni finanziarie consistenti: nella stipula di una linea di credito rotativa in più *tranches*; nel rinnovo del programma di emissione *medium term notes* e nell'emissione di prestiti obbligazionari in più *tranches* (v. il successivo paragrafo 2.3).

[30] Si prevede una forza di circa 60 milioni di clienti con una potenza di 90 mila MW installati ed una presenza in 22 Paesi e 3 continenti (dati forniti all'Assemblea del 25 maggio 2007).

2.3 – INDEBITAMENTO FINANZIARIO e PRESTITI OBBLIGAZIONARI.

Per fronteggiare l'onere delle rilevanti e differenziate iniziative connesse all'acquisizione della partecipazione in ENDESA[31] e/o, comunque, in atto nonché per consentire la successiva ristrutturazione dell'indebitamento finanziario del *Gruppo*, spostandolo verso scadenze più lunghe e diversificando la base degli investitori, il Consiglio di Amministrazione[32] ha ritenuto necessario procedere alla stipula di una linea di credito rotativo (in capo ad *ENEL S.p.A.* ed alla propria controllata *Enel Finance International S.A.*), dell'importo complessivo di 35 miliardi di euro in più *tranche* (10, 15 e 10), con durata massima fino a cinque anni, tenuto conto sia della favorevole accoglienza finora incontrata dal mercato pubblico sia del tasso di interesse corrente.

Al riguardo ha deliberato l' emissione di prestiti obbligazionari:

a) una prima volta[33] (nell'ambito del programma *Global Medium Term Notes*), in cinque *tranche* - di cui tre in euro e due in sterline - per l'importo massimo di euro **5 miliardi**, prontamente assorbite dagli investitori istituzionali sia nazionali (*15%)* che esteri (*85%,* in gran parte del Regno Unito). Il ricavato è stato destinato alla parziale cancellazione della linea di credito riducendola a 30 miliardi;

b) una seconda volta (riunione del 26 luglio 2007), ai sensi dell'art. 2412, co. 1, cod. civ., fino all'importo complessivo massimo di euro **10 miliardi** da realizzare in più *tranche,* entro la fine del primo semestre 2008, presso investitori pubblici e privati, mediante emissioni sia direttamente da *ENEL* S.p.A.[34] sia della controllata lussemburghese *Enel Finance Internazional S.A.* Anche questo ricavato andrà ad assottigliare ulteriormente, da 30 a 20 miliardi di euro, la menzionata linea di credito.

A fine novembre 2007 sono state offerte ai risparmiatori italiani obbligazioni a tasso fisso (denominate "ENEL TF 2007-2015") ed a tasso variabile (denominate "ENEL TV 2007-2015")[35], per complessivi 2 miliardi di euro, tutte collocate sul mercato alla scadenza del 7 dicembre.

---

[31] Si rammenta, sopra tutto, l'onere di circa 10,3 miliardi di euro per acquisire una prima quota di ENDESA e di 21,9 miliardi di euro per la prevista adesione totalitaria all'OPA promossa insieme ad ACCIONA.

[32] Riunione del 9 aprile 2007.

[33] C.d.A., riunione del 9 aprile 2007.

[34] Delibera assunta mediante contestuale verbale notarile *ex* art. 2410, co. 2, c. c.

[35] A fronte dell'eccesso di domanda, rispetto all'ammontare massimo inizialmente offerto (pari a 2 miliardi di euro), *ENEL* ha deciso di aumentare l'importo massimo dell'emissione: il numero complessivo di obbligazioni effettivamente emesse risulta essere pari (i) a un milione - per un ammontare nominale complessivo pari a 1 miliardo di euro - con riferimento al prestito a tasso fisso, assegnato a 47.556 investitori e (ii) ad un milione e trecentomila - per un ammontare nominale complessivo pari a 1 miliardo e 300 milioni di euro - con riferimento al prestito a tasso variabile, assegnato a 47.119 investitori.

Adeguata capienza per l'emissione di detti prestiti è data dall'ammontare del capitale sociale e delle riserve tenuto conto delle obbligazioni già in circolazione per complessivi euro 12.278.319.019,00[36].

Nell'attività di reperimento dei mezzi finanziari necessari alle acquisizioni di partecipazioni estere effettuate dal *Gruppo*, si segnalano, anche, due recenti (delibera del Consiglio in data 18 dicembre 2007) contratti di finanziamento tra *ENEL SPA* e la finanziaria lussemburghese *Enel Finance International* (interamente posseduta da *ENEL)* - entrambi di durata quinquennale, dal 1 gennaio 2008 - di complessivi euro 10,5 miliardi.

Il Consiglio ha, inoltre, approvato - nel novembre 2006 e nel giugno 2007 – le operazioni di finanziamento da parte della B.E.I., rispettivamente:

- ad *Enel Distribuzione* dell'importo complessivo di 600 milioni di euro nel triennio 2006/8, in tre *tranche* da 200 milioni cadauna, per la realizzazione del progetto "Efficienza rete" nell'ambito del programma di investimenti di infrastrutture e reti. La durata del prestito è di 20 anni;
- ad *Enel Produzione S.p.A.* dell'importo di 450 milioni di euro (di cui già 400 concessi a fine luglio2007) per la realizzazione del progetto denominato "Energia rinnovabile e ambiente". Anche in questo caso la durata del prestito è di 20 anni.

2.4 – LA VENDITA DI *WIND.*

Come noto, l' *ENEL S.p.A.* aveva sottoscritto il 26 maggio 2005 un accordo con *Weather Investments II S.a.r.l.* per la cessione ad apposita "NewCo" (*Weather Investments s.r.l.)* dapprima della quota di maggioranza del *62,75%* (avvenuta in data 11 agosto 2005), per il corrispettivo per cassa di circa euro 3,009 miliardi in contanti - che ha comportato a favore di *ENEL S.P.A.* il deconsolidamento del debito di *Wind* per euro 7,401 miliardi - e, poi, in base ad accordi di *put and call,* del restante *37,25%* del capitale di "*Enel Investment Holding*" in *Wind.*

L' 8 febbraio 2006, *ENEL* e *Weather* hanno completato gli adempimenti per la seconda e ultima fase della cessione di *Wind.* Infine, il 21 dicembre 2006, l' *ENEL S.p.A.* ha ceduto (per il corrispettivo di 1.962 milioni di euro) la partecipazione di minoranza del *26,1%* in *Weather* (società che controlla il *100%* di *Wind* e, a sua volta, possiede il *50%* più una azione di "*Orascom*") ottenuta attraverso lo scambio azionario *Wind-Weather.*

Le risorse finanziarie provenienti dalla definitiva uscita dal settore delle telecomunicazioni – ingresso avvenuto quasi dieci anni addietro - sono state impiegate al servizio della crescita internazionale.

---

[36] Informativa fornita in data 25 luglio 2007 al Collegio Sindacale, *ex* art. 2412, co. 1, c. c., dal Direttore della Segreteria societaria.

A proposito della vendita di *Wind*, a seguito di trasmissione televisiva del maggio 2007 - in cui sono state prospettate presunte condotte illecite tenute dall'*ENEL* S.p.A. nell'operazione di cessione - l'Alto Commissario per la prevenzione ed il contrasto alla corruzione nella P.A. ha chiesto di acquisire la documentazione pertinente, unitamente ad una relazione illustrativa sull'articolata vicenda. La *Società*, pur non ritenendosi compresa nell'ambito delle P.A. (considerato dall'art. 1, co. 2, del d. lgs. 30 marzo 2001, n. 165), ma ispirandosi ad una linea di correttezza e trasparenza, ha provveduto a fornire tutte le informazioni.

Sulla vicenda, la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma ha recentemente aperto un fascicolo.

2.5 – LA CESSIONE DI QUOTE POSSEDUTE IN *T.E.R.NA.*

Come già riferito, per effetto del d.P.C.M. dell' 11 maggio 2004 - di attuazione della legge 27 ottobre 2003, n. 290 (poi modificata dalla legge c.d. *Marzano* n. 239/2004) – l *'ENEL* ha complessivamente ceduto nel 2005 il *43,85%* del capitale sociale, fino a quel momento, posseduto in *T.E.R.NA* (= *49,99%)* di cui 599.999.999 azioni ordinarie (corrispondenti al *29,99%* del capitale stesso) alla Cassa Depositi e Prestiti.

L' impugnativa della CASSA innanzi al TAR Lazio, avverso la delibera n. 14542 dell' AGCM in data 4 agosto 2005 – che aveva autorizzato l'operazione, subordinandola anche alla necessaria cessione (nel periodo luglio 2007/2009) della quota del *10,2%* del capitale sociale posseduto dalla stessa CASSA in *ENEL S.P.A.*, ad evitare potenziali conflitti di interesse [37]- é stata respinta in data 8 febbraio 2006; il Consiglio di Stato, con sentenza del 12 gennaio 2007, ha accolto solo in parte l'appello della predetta CASSA e ha confermato la delibera dell' AGCM riguardo la cessione, da *ENEL*, della partecipazione in *T.E.R.NA.* a favore della predetta CASSA.

E' stato rispettato l'obbligo per l' *ENEL* di ridurre, entro il 1° luglio 2007, la propria partecipazione nel capitale di *T.E.R.NA.* ad una quota non eccedente il limite del *20%*, non superabile neppure da altri operatori energetici.

2.6 – LA RISTRUTTURAZIONE DELL'AREA SERVIZI.

In prosecuzione del progetto "*Shared Services*" deliberato nell'ottobre 2004 - concernente l'accentramento nell' unico veicolo societario *Enel Servizi* in grado di fornire servizi contabili ed amministrativi a tutto il *Gruppo* - nel periodo oggetto del presente referto è stata effettuata la fusione per incorporazione (in detto veicolo) delle società "*Cise*" e "*Dalmazia Trieste*".

---

[37] Essendo la Cassa D.P. azionista di controllo di *T.E.R.NA.* nonché azionista di *ENEL S.P.A.* si potevano ipotizzare condizioni di trattamento più favorevoli per *ENEL* nella gestione del dispacciamento e della rete di trasmissione nazionale.

Altre operazioni di fusione hanno interessato, rispettivamente, *Enel Rete Gas* (che ha incorporato le società METANSICULA ed AVISIO ENERGIA) ed *Enel Energia* (che ha incorporato la società METANSICULA VENDITA) considerati i vantaggi di razionalizzazione e semplificazione della catena societaria e della riduzione dei costi di gestione.

Dal 1 gennaio 2008, infine, saranno cedute a valore di libro in *Enel servizi* – che, peraltro, raggiungerà la consistenza organica complessiva di 441 addetti - le attività relative all'area funzionale ACQUISTI presenti in società del *Gruppo* (accentrata dal febbraio 2003 in *Corporate* e messa a diretto riporto dell'Amministratore Delegato).

Lo stato di avanzamento del progetto è, puntualmente, seguito dal Collegio Sindacale.

2.7 - LA VICENDA "ENELPOWER".

E' ancora in corso la vicenda sia penale (avviata nel febbraio 2003 dalla Procura della Repubblica di Milano che, al termine dell'istruttoria e riunito il procedimento relativo ad "Enipower", ha rinviato a giudizio complessivamente 84 imputati) sia amministrativo/contabile (da parte della Procura Regionale della Corte dei conti di Milano) - nei confronti dell'ex amministratore delegato della *Enelpower* nonché di altri indagati - relativa ad illeciti contratti di fornitura conclusi da *Enelpower* con alcune società (in particolare, SIEMENS ed ALSTOM)[38] nonché a pagamenti, da parte di fornitori, per ottenere l'aggiudicazione di talune commesse.

ENEL, *Enelpower* ed *Enel Produzione* hanno assunto specifiche iniziative, verso i responsabili, concluse mediante la definizione di accordi transattivi con SIEMENS ed ALSTOM. Inoltre, *Enel Produzione* ed *Enelpower* hanno promosso azione revocatoria nei confronti degli aventi causa dell' ex Amministratore Delegato di *Enel Produzione*, dell'ex Amministratore Delegato e dell 'ex dirigente di *Enelpower* ed hanno ottenuto l'inefficacia di alcuni atti di dismissione di cespiti. Per il procedimento penale n. 2460/03 RGNR, che è iniziato il 16 gennaio 2008 innanzi al GUP di Milano, l' *ENEL* ha chiesto di costituirsi parte civile[39] nei confronti di tutti i soggetti imputati dei reati commessi a danno delle società del *Gruppo.*

La Sezione Regionale della Corte dei conti per la Lombardia - nel giudizio di responsabilità sfociato nella sentenza 22 febbraio 2006, n. 114 - ha condannato quattro, tra amministratori e dirigenti[40], al pagamento in favore di *ENELPOWER S.P.A.*, quale parte

---

[38] Acquisto di turbine dalla SIEMENS, effettuato nel 2001, a prezzi che risulterebbero sensibilmente maggiorati rispetto a precedente analogo ordinativo. Per i contratti con la ALSTOM si tratterebbe, invece, di commesse assegnate ad *Enelpower* per la realizzazione di linee di trasmissione in Brasile.

[39] Delibera assunta dal C.d.A. nella riunione del 18 dicembre 2007.

[40] Nei confronti dei medesimi, era stato chiesto ed ottenuto il sequestro conservativo (convalidato dalla stessa Sezione Giurisdizionale nel marzo 2005) dei beni immobili, mobili e crediti da loro posseduti fino alla concorrenza del danno patrimoniale, diretto e indiretto, di complessivi € 26.847.483,47 subito da *ENELPOWER S.P.A.*, da *ENEL S.p.A.* e dal MINISTERO DELL'ECONOMIA e delle FINANZE.

lesa, della somma di oltre € 13,5 milioni (comprensivi del danno da disservizio e all'immagine) oltre a rivalutazione monetaria, interessi legali e spese di giudizio. La sentenza è stata appellata alle Sezioni Centrali della Corte, sia dalla Procura Regionale sia dai condannati, i quali hanno avanzato istanza di condono erariale *ex* art. 1, commi 231-233, della legge n. 266/2005; l'udienza è fissata per il 19 febbraio 2008.

Una proposta transattiva, fatta pervenire all'*ENEL S.P.A.* da un dirigente coinvolto nella vicenda, è stata ritenuta non adeguata dal C.d.A. in rapporto al prospettato, completo recupero dei danni.

* * *

In conseguenza del progetto di scissione dal 1° gennaio 2006 del ramo di azienda di *Enelpower*, relativo alle attività *captive* (ossia, per conto di società del *Gruppo*), è sembrato opportuno che - con la semplificazione della struttura organizzativa e la sensibile riduzione dei dipendenti - l' amministrazione fosse affidata, in alternativa, ad un Consiglio di amministrazione oppure ad un organo monocratico: in tal senso il C.d.A. di *ENEL S.P.A.* (riunione del 6 marzo 2007) ha deliberato di inserire nell' o.d.g. dell' Assemblea di *Enelpower* la proposta di modificare lo statuto sociale.

2.8 - L'OPERAZIONE "*Project Olympe*".

Iniziato a metà novembre 2005, l' interesse mostrato congiuntamente dalla soc. francese "VEOLIA" nonché di *ENEL S.p.A.*, per l' eventuale acquisizione del capitale di **Suez-Electrabel**[41], mediante un'OPA, non ha avuto più seguito - nonostante varie riunioni di esame, approfondimento e valutazione del problema – in base all'evoluzione, man mano, verificatasi ed alle difficoltà prospettatesi, anche di natura politica, a livello internazionale.

ENEL, nell'ambito delle sue strategie di crescita internazionale, continua comunque a valutare questa (ed altre) opportunità offerte dal mercato: tutte le opzioni restano, pertanto, aperte.

2.9 – L'ACCORDO CON EDF NEL SETTORE NUCLEARE.

Degna di rilievo, dopo lunga negoziazione, è la firma di un articolato accordo con EDF (30 novembre 2007) relativo, in particolare, alla partecipazione dell' *ENEL* al *12,5%* nel progetto nucleare[42] francese EPR al costo di 567 milioni di euro - che consentirà di disporre, colà, di una capacità (c.d. *anticipativa*) di 600 MW dal 2008, elevata a 1.200 MW dal 2012 quando sarà fornita dagli impianti nucleari – con opzione di partecipare,

---

[41] Società di diritto francese *multiutiliy* diversificata che opera in tre principali settori (energia, ambiente - rifiuti ed acqua - e servizi energetici).

[42] Contestualmente è stato firmato un accordo preliminare relativo all'accesso di *ENEL* alla capacità *mid merit*, in Francia, su cui la Corte si riserva di riferire in futuro.

sempre nella misura del *12,5%*, ai successivi cinque progetti della serie. L'accordo costituisce una svolta fondamentale per la presenza dell' *ENEL* nell'area Nord Europea e nell'acquisizione di conoscenze dirette nella tecnologia nucleare di terza generazione.

2.10 – IL CONTENZIOSO.

Continua ad essere notevole il contenzioso dell'*ENEL S.P.A.*, di varia tipologia e contenuto, caratterizzato, talvolta, da procedure di urgenza in via cautelare, peraltro, subito impugnate se accolte (a detta della Funzione Legale, i casi non sarebbero frequenti). In particolare, meritano di essere evidenziate le seguenti fattispecie:

A) in materia ambientale - pur se la situazione si è evoluta a seguito della "legge quadro" sulla tutela dall'inquinamento elettromagnetico e dei relativi decreti di attuazione[43] - si tratta, principalmente, di contenzioso legato alla installazione ed all'esercizio di impianti elettrici di *Enel Distribuzione* (succeduta nei rapporti di *ENEL SPA*) per ottenerne lo spostamento o la modifica; non mancano richieste di risarcimento dei danni alla salute per esposizione ai campi elettromagnetici anche delle cabine di media e bassa tensione poste all'interno di edifici. Allo stato attuale, nel merito, non vi sono sentenze negative passate in giudicato.

Sono pendenti talune vertenze in materia urbanistica ed ambientale, connesse con la costruzione e l'esercizio di alcuni impianti di produzione e di linee di trasmissione e distribuzione; per un numero limitato di giudizi non si possono escludere esiti sfavorevoli con oneri non oggettivamente determinabili e non compresi, perciò, in sede di determinazione del "Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi";

B) circa l'**inquinamento** prodotto dalla **centrale termoelettrica di Porto Tolle**, fu detto nella scorsa relazione che il Tribunale di Adria - con sentenza del 31 marzo 2006 - aveva condannato *ENEL* ed *Enel Produzione* in solido, quali responsabili civili, al risarcimento dei danni nella misura di 367.000 euro, a favore di alcuni soggetti, mentre la quantificazione nei confronti di taluni Enti Pubblici (Regioni Veneto ed Emilia Romagna, Provincia di Rovigo, Comuni vari) era stata rimessa ad un successivo giudizio civile: a titolo di "provvisionale" era stato, però, liquidato l'importo di 2,5 milioni di euro. Detta sentenza è stata appellata e, in caso di conferma, la *Società* potrebbe essere esposta al rischio di esborsi ulteriori, ad oggi, non quantificabili;

C) quanto alle modalità di **pagamento gratuito delle bollette**, a seguito della delibera dell'AEGG n. 66/07 (che ha sanzionato *Enel Distribuzione* per non aver indicato

---

[43] Legge 22 febbraio 2001 n. 36 e DPCM in data 8.7.2003, n. 11723 e in data 8.7.2003, n. 11719. La nuova normativa ha inteso armonizzare l'intera materia sul territorio nazionale con la definizione di "limiti di esposizione", di "valori di attenzione" e degli "obiettivi di qualità", concretamente individuati dai suddetti decreti attuativi.

in bolletta, fra le modalità di pagamento che possono essere utilizzate dal cliente, anche la modalità gratuita), si è registrato un incremento del contenzioso promosso dai clienti. Già prima, avanti ai giudici di pace della Regione Campania, erano stati introdotti giudizi per il rimborso delle somme pagate presso gli istituti autorizzati alla riscossione delle bollette (banche, poste); a maggio 2007, le cause pendenti erano circa 400 e sarebbero prevalenti le decisioni sfavorevoli ad *Enel Distribuzione*;

D) in **materia giuslavoristica**, alcune società del *Gruppo* sono state convenute in giudizio specie per il risarcimento dei danni connessi all'esposizione all'amianto. Con sentenza del 13 settembre 2005 il Giudice del lavoro di Mantova ha parzialmente accolto la domanda proposta dagli eredi di un ex dipendente della centrale di Ostiglia (a suo tempo conferita ad *Elettrogen*) e condannato *ENEL S.P.A.* al pagamento di quasi € 500.000,00. La *Società* ha definito in via transattiva il contenzioso civile ma, per la stessa vicenda, è pendente un giudizio penale a carico di ex dirigenti ed amministratori di *ENEL;*

E) il 6 maggio 2005 l' I.N.P.S. aveva emanato la circolare interpretativa n. 63 in tema di **obblighi contributivi** della Cassa Integrazione Guadagni (CIG), Cassa Integrazione Guadagni Straordinaria (CIGS), Disoccupazione involontaria (DS) e Mobilità precisando che, in attuazione del decreto legislativo n. 79 del 1999, detti obblighi sarebbero applicabili anche nei confronti dell' *ENEL* e delle società dalla stessa costituite. La *Società* ha impugnato la circolare chiedendone la sospensione: i giudici amministrativi, sia di primo che secondo grado, hanno respinto la richiesta per difetto di giurisdizione. Interpellato dal Ministero del Lavoro circa l'ambito di applicazione, il Consiglio di Stato (sez. II) - con parere reso l'8 febbraio 2006 - ha escluso la portata retroattiva della predetta circolare precisando che non sussistono le condizioni di applicazione di sanzioni e che l'INPS non avrebbe, comunque, potuto fondare la pretesa di estendere all' *ENEL* l'obbligo del versamento dei contributi sulla base di una propria interpretazione del processo di privatizzazione della Società.

Il 1° agosto 2006, all'esito della indagine ispettiva avviata nel dicembre 2005, il Ministero del Lavoro ha emesso un decreto con cui ha confermato l'esonero dall'obbligo dell'assicurazione contro la disoccupazione involontaria (e quindi la mobilità) sia per *ENEL S.p.A.* sia per le Società dalla stessa derivate ed ancora facenti parte del Gruppo.

Peraltro, pur in presenza di un quadro nel complesso favorevole ad *ENEL* ed in difformità dal parere reso dal Consiglio di Stato (i cui argomenti sono stati recepiti dal Giudice del Lavoro di Roma nella sentenza n. 2384 dell'8 febbraio 2007 in causa Acea/INPS), nonostante il decreto del Ministero del Lavoro, sono finora pervenute

diverse cartelle esattoriali[44] con le quali viene chiesto il pagamento dei suindicati contributi, relativi a periodi pregressi; dette cartelle sono state oggetto di sospensione amministrativa ad iniziativa dello stesso INPS o con provvedimento del Giudice del Lavoro innanzi al quale *ENEL* ha proposto impugnativa;

F) per il **"black out" del 28 settembre 2003** - collegato ad un guasto nella linea di interconnessione con la rete svizzera e dal fuori servizio "a catena" di tutte le altre linee di interconnessione - sono pervenute, da parte di clienti di *Enel Distribuzione*, numerosissime richieste, giudiziali e stragiudiziali, di indennizzo automatico/forfetario (ciascuna pari ad euro 25,82) nonché di ulteriori danni, per i quali il cliente si riservava la quantificazione ai fini di eventuali azioni giudiziarie; detta *Società* ha contestato tali richieste ritenendo che si è trattato di un evento imprevisto e imprevedibile scevro da alcuna responsabilità.

Al 31 marzo 2007 risultavano pendenti circa 100.000 giudizi (per lo più concentrati innanzi ai Giudici di Pace della Campania e della Calabria) mentre, al 31 dicembre 2006, risulterebbero emanate dai Giudici di Pace oltre 39.000 sentenze, con prevalenza di quelle di accoglimento della domanda di risarcimento. In appello, però, molte pronunce sono state ribaltate a favore di *Enel Distribuzione* mentre, per le poche sentenze sfavorevoli, pende ricorso davanti alla Corte di Cassazione.

Si segnala, in argomento, la chiusura dell' istruttoria dell'Autorità per l'Energia nei confronti di *Enel Distribuzione* che si è avvalsa della facoltà dell'oblazione di cui alla legge n. 689 del 1991;

G) quanto agli **appalti per la realizzazione di linee per la distribuzione dell'energia elettrica**, le prime tre sentenze sul relativo contenzioso[45] hanno rigettato le domande proposte per abuso di posizione dominante. Tale orientamento è stato, di recente, confermato dal collegio peritale nominato dalla Corte di Appello di Bari nell'ambito di uno dei giudizi attualmente pendenti il cui valore complessivo si aggira su 163 milioni di euro;

---

[44] Nell'aprile del 2007, ad esempio, è stata notificata una prima cartella esattoriale di 1,3 milioni di euro avente ad oggetto il recupero dei contributi previdenziali non versati per la stipula di contratti di formazione e lavoro nel periodo novembre 1995-maggio 2001 (il regime di sgravio allora vigente è venuto meno dopo che l'Unione Europea ha ravvisato, per detti benefici, la natura di aiuti di Stato non compatibili con gli *standard* di libera concorrenza del mercato comune europeo; principio sancito definitivamente con sentenza della Corte di Giustizia CEE dell'1 aprile 2004 che ha dichiarato l'inadempimento dello Stato italiano agli obblighi di recupero delle agevolazioni). *ENEL*, che aveva già impugnato in via amministrativa alcune richieste di pagamento inviate dall'INPS nel 2005, ha impugnato la citata cartella esattoriale invocando, tra l'altro, il principio del legittimo affidamento sulla regolarità delle agevolazioni attribuite da norme di legge statali all'epoca vigenti.

[45] Dal 1997, alcuni appaltatori affidatari di gare per la realizzazione di linee per la distribuzione di energia elettrica, hanno promosso azioni civili nei confronti di *Enel Distribuzione*, lamentando "abuso di posizione dominante" nel settore della distribuzione dell'energia elettrica e chiedendo un aumento dei corrispettivi loro dovuti, previo annullamento di clausole ritenute illegittime. In precedenza, nel 1995, l'Autorità Garante aveva ritenuto che il *Gruppo Enel* non avesse commesso alcun abuso di posizione dominante, in quanto non esisteva un mercato rilevante nel settore della realizzazione di opere destinate al vettoriamento dell'energia elettrica.

H) non figurano, infine, nel contenzioso situazioni di **morosità** per le forniture a Pubbliche Amministrazioni, comunque, riconosciute dai soggetti debitori; l'onere è valutato in circa il *4,6%* in termini di interesse ed in 20 milioni di euro l'anno in termini di importo e la Società, con azioni di sensibilizzazione, cerca di superare la diffusa inerzia a saldare le fatture[46].

* * *

In ragione di quanto precede e pur dando atto della difficoltà di quantificare, sia pure in via approssimativa, gli effetti finanziari conseguenti all'esito sfavorevole di talune componenti del contenzioso in atto, la Corte nuovamente raccomanda che il "fondo contenzioso legale" - "*destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile*", come si legge nella nota integrativa al bilancio - sia costantemente e tempestivamente adeguato in base all'evoluzione delle numerose controversie in atto, non potendo ritenersi sufficiente l'importo in bilancio di appena euro milioni 348 (contro 341 milioni del 2005) tanto più che, secondo stime dell'*ENEL*, il valore complessivo dei giudizi attualmente pendenti ammonta a cifra sensibilmente più elevata.

2.11 - Tra le **ALTRE VICENDE**, sembra opportuno menzionare:

- l'apertura, in data 19 luglio 2007, dell'Autorità Garante della Concorrenza e del mercato (AGCM) di un procedimento per **abuso di posizione dominante** nei confronti di *Enel Holding* e di *Enel Distribuzione* nel mercato della distribuzione e vendita di energia elettrica ai clienti finali ex vincolati[47] a seguito della segnalazione di un cliente subentrato nell'allaccio della luce del precedente inquilino moroso;

- il rinnovo dell' istruttoria formale, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera n. 237/06), nei confronti di *Enel Distribuzione,* finalizzato a verificare - nel periodo compreso fra il 2003 e il 2005 - l'obbligo di effettuare, almeno una volta l'anno, il tentativo di **lettura del contatore** installato presso i clienti finali con potenza fino a 30 kW;

---

[46] Informativa dell'A.D. al Consiglio del 19 dicembre 2006.

[47] Da accertamenti dell'AGCM risulterebbe che *Enel Distribuzione* subordinerebbe "sistematicamente" l'accesso al servizio pubblico di distribuzione e vendita di energia elettrica al pagamento, da parte dei clienti richiedenti l'allacciamento, "*di corrispettivi economici che non trovano alcuna giustificazione nel servizio offerto*". Come riferito al Consiglio di Amministrazione (riunione del 26 luglio 2007), la società interessata ha già fornito chiarimenti e documentazione "in grado di dimostrare che i comportamenti contestati rappresentano errori isolati conseguenti ad una mancata applicazione di procedure interne e non riflettono una più ampia prassi aziendale".

- l' **indagine**, avviata nel settembre 2007, dalla **Procura Regionale della Corte dei conti** presso la Sezione Giurisdizionale per il **Lazio** per identificare – ai fini di eventuale danno erariale - i soggetti che hanno posto in essere le attività censurate dall'AEEG con la delibera n. 230/06 nonché verificare l'avvenuto pagamento della sanzione. Giova rammentare che l'AEEG, con delibera n. 188/04, aveva chiesto ad *ENEL Trade* informazioni e documenti in tema di fornitura gas naturale per il settore civile: trattandosi di dati sensibili, l'*ENEL* aveva fornito solo alcune informazioni per cui era stata soggetta ad una istruttoria formale – peraltro estesa ad altri operatori - conclusasi il 18 ottobre 2006 con l'irrogazione della sanzione di un milione di euro corrisposta con la maggiorazione di 200 mila euro per ritardato pagamento dovuto, come afferma la *Società*, ad un disguido interno;

- il **procedimento** avviato (nel novembre 2007) dalla **Procura della Repubblica di Benevento** nei riguardi anche di due dipendenti di *Enel Distribuzione* (sospesi prontamente dal servizio) - per i quali é stata disposta la misura della custodia cautelare - per ipotesi di associazione a delinquere finalizzata al falso, corruzione ed altri reati contro la P.A.. La predetta Società, quale persona offesa dal reato, ha nominato un proprio difensore nel procedimento stesso;

- il contratto per la **fornitura pluriennale di carbone** dall'Indonesia (un milione di tonnellate nel 2009 e due milioni annui dal 2010 al 2023), per la copertura dei progressivi fabbisogni degli impianti di *Enel Produzione,* in relazione alle previste conversioni degli impianti di Torre Valdaliga Nord e di Porto Tolle, a prezzi allineati rispetto al mercato per l'importo complessivo valutabile in quasi 1,65 miliardi di euro. Si rammenta, in argomento, l'accordo (C.d.A. del 6 giugno 2007) in merito alla partecipazione di *Enel Produzione* - in *joint venture* maggioritaria con l'operatore minerario statunitense AMCI avente ad oggetto la presentazione di un'offerta per ottenere l'affidamento di una concessione integrata relativa alla gestione della miniera di carbone del **Sulcis** ed alla produzione di energia elettrica pari a 450 MW;

- l'interesse verso il **mercato cinese** dove la Società, dal giugno 2007, in concomitanza con la partecipazione alla 6^ edizione della fiera internazionale *Electrical Shangai*, è operativa con un proprio Ufficio di rappresentanza in grado di agevolare, in quel Paese, future attività di acquisti e la promozione del sistema di telegestione. Giova, inoltre, rammentare le negoziazioni con la *holding* cinese "Beijing Capital Group" (BCG), per un possibile ingresso dell' *ENEL* nel capitale di detta società;

- il **protocollo di intesa**[48] con la Regione Autonoma della **Sardegna** non solo per fronteggiare la richiesta di elettricità a prezzi competitivi, manifestata dagli utenti industriali dell'area carbonifera del Sulcis, ma anche per regolamentare le varie attività del *Gruppo* sull'isola. L' *ENEL* si è impegnata a fornire energia, per quattro anni, al prezzo di 40 euro/MWh (per complessivi euro 22 milioni annui) in cambio della disponibilità, da parte della Regione, tra l'altro, al rilascio ad *Enel Produzione* delle autorizzazioni necessarie per l'ampliamento degli impianti eolici esistenti e l'incremento di 160 MW di potenza eolica da installare nonché all'acquisto, a prezzo di libro (euro 25 milioni), sia degli impianti idroelettrici denominati "Tirso 1 e 2", oggetto di contenzioso con il Consorzio di Bonifica Oristanese, sia di alcuni villaggi (costruiti come alloggi per i dipendenti) di proprietà della soc. "Dalmazia Trieste", al prezzo di circa 1 milione di euro;

- essendo scaduta a fine dicembre 2006 l'**opzione** per il "**Consolidato Fiscale Nazionale**" (introdotta dal d. lgs. n. 334 del 2003 ed esercitata per il triennio 2004/2006), il Consiglio di Amministrazione dell' *ENEL* S.p.A., nella riunione del 6 giugno 2007, ha attivato il rinnovo di detta procedura anche gli anni **2007/2009** considerati i vantaggi fiscali[49] da essa derivanti: definita la platea di consolidamento di tutte le maggiori controllate italiane[50], sono stati formalizzati i necessari accordi infra *Gruppo*;

- in Valle d'Aosta lo scorporo delle attività di vendita della **DEVAL** S.p.A.[51] al mercato elettrico vincolato ed il conferimento di esse a società appositamente costituita, denominata "Deval Energie s.r.l.", a seguito degli obblighi di separazione delle attività di vendita da quelle di distribuzione (imposti dal menzionato d. l. 73/2007 convertito con legge 125 del 2007) e del nuovo quadro normativo introdotto dalla liberalizzazione del mercato per effetto della Direttiva 203/54/CE;

- l'introduzione, dal febbraio 2006, dei "**certificati bianchi**" - titoli di efficienza energetica (TEE) emessi dal Gestore del Mercato Elettrico (**GME**) a favore dei distributori di energia elettrica e di gas naturale nonché società di servizi energetici che abbiano conseguito risparmi energetici, da scambiare nella borsa elettrica - destinati a far aumentare il risparmio (energetico) nel nostro Paese[52] attraverso un sistema regolato che

---

[48] Firmato il 5 luglio 2007 previa delibera del C.d.A. nella riunione del 6 giugno 2007.

[49] Secondo quanto sostiene l'ENEL, nel periodo 2004/2006 si è verificato un *risparmio di imposta* (derivante da detassazione integrale dei dividendi distribuiti infragruppo) pari ad euro 120 milioni ed un risparmio finanziario pari ad euro 442 milioni, per minori imposte versate per effetto della compensazione tra il reddito e le perdite infragruppo. Stessi importi si prevedono, *grosso modo*, per il successivo triennio.

[50] Tranne *Enel Rete Gas*, non presentando condizioni convenienti per l'adesione a detta iniziativa.

[51] Partecipata da *ENEL* S.p.A. al 51% e da FINAOSTA al 49%.

[52] Il risparmio di energia previsto è di circa 2,9 milioni di tonnellate di petrolio all'anno, con intuibili vantaggi per l'ambiente conseguenti alla diminuzione di emissione di anidride carbonica.

ha come protagonista anche l'AEEG in quanto approva le relative regole e valuta le richieste;

- l'incremento[53] da 2 miliardi a 3 miliardi di euro del "***plafond* rotativo**", a suo tempo (seduta dell'8 settembre 2000), istituito dal Consiglio di Amministrazione per la concessione, da parte della Capogruppo, di garanzie di vario tipo (lettere di patronage, manleva, mandati di credito, fideiussioni, costituzioni di depositi a garanzia, ecc.) nell'interesse di società del Gruppo;

- le **garanzie finanziarie** rilasciate ad *Enel Trade* dal Consiglio di Amministrazione dell' *ENEL S.P.A.*[54] in favore del Gestore del Mercato elettrico (GME), per l'importo di 676 milioni di euro, per gli acquisti da effettuare sulla Borsa elettrica (*Ipex*) nel 2007;

- la proposta della Commissione UE (settembre 2007) di separazione (c.d. ***unbundling***) – anche per le società extra comunitarie che operano in Europa - delle reti di distribuzione di gas ed energia elettrica dalle attività di produzione e vendita per meglio sviluppare la concorrenza[55], evitare notevoli variazioni dei prezzi dell'energia da un luogo all'altro e garantire maggiore sicurezza negli approvvigionamenti, escludendo futuri rischi di *black out*;

- la **conclusione**, a fine dicembre 2006, dell' **istruttoria** avviata nell'aprile 2005 dall' Autorità Garante della Concorrenza e del mercato (AGCM) circa l'**abuso di posizione dominante** sul mercato elettrico da parte di *ENEL S.P.A.* e di *Enel Produzione*. L'AUTORITÀ ha accolto i nuovi impegni che *Enel Produzione* ha assunto, in applicazione della legge n. 248/2006 (cessione di capacità produttiva virtuale di 1000 MW), volti a rimuovere i riscontrati profili anticoncorrenziali, senza accertamento dell'illecito e senza alcuna sanzione;

- l' istituzione dal 1° aprile 2006 – ex art. 115 *bis* del T.U. finanza locale e art. 152 *quinquies* del Regolamento emittenti CONSOB - anche per conto delle società controllate, di un apposito **registro** delle persone che hanno accesso ad **informazioni privilegiate**. Al riguardo, il Consiglio di Amministrazione aveva aggiornato[56] il "regolamento interno

---

[53] Riunione del 10 ottobre 2007.

[54] Rispettivamente: riunione del 19 gennaio 2007 (per l'importo di 676 milioni di euro) e del 18 dicembre 2007 (per l'importo di complessivi 974 milioni di euro).

[55] Un recente (2007) studio dell'UE sul settore energetico, condotto in sei Paesi europei (esclusa l'Italia), denuncia che i prezzi all'ingrosso dell'elettricità in Europa sono alti e poco concorrenziali.

[56] Riunione del 22 marzo 2006.

per la gestione ed il trattamento delle informazioni riservate" introducendo disposizioni ancor più puntuali, ad evitare il pericolo di fuga di informazioni;

- la modifica del criterio di determinazione del ***management fee*** mediante l'adozione (delibera del 18 dicembre 2007) del criterio di *cost-sharing agreement* ai fini della ripartizione dei costi sostenuti dalla *Capogruppo* per i servizi resi alle maggiori società controllate, in base all'accordo stipulato nel 2002.

* * *

In un mercato aperto alla competizione, *ENEL* utilizza la **pubblicità** come "leva commerciale" per rafforzare la propria posizione nell'energia elettrica e nel gas, per favorire l'accesso di nuovi clienti, per comunicare con gli *stakeholder* dell'azienda nonché per sostenere il collocamento di azioni ed obbligazioni[57].

Nel **2006** ha investito – come per l'esercizio precedente - circa lo *0,11 %* del proprio fatturato[58] e le attività di comunicazione in Italia sono state impostate, sopra tutto, sulle campagne: *nuove tariffe su misura* (febbraio 2006); *Corporate Enel* (aprile-maggio 2006), per ampliare il consenso verso le scelte strategiche ed operative; *Enel Business* (secondo semestre 2006), con il passaggio di nuovi clienti (aziende, commercianti e partite IVA) al mercato libero[59]; *ambiente* (dicembre 2006/maggio 2007) articolata su diversi mezzi di diffusione.

* * *

La ***Fondazione Enel cuore onlus*** – costituita nel giugno 2003 con la partecipazione di *ENEL S.p.A.* e di altre società del Gruppo (che versano una quota annua di euro 35.000, oltre a contributi straordinari) – ha iniziato la propria attività dal 2004 e continua ad essere uno dei punti di riferimento del *non profit* italiano mediante iniziative di solidarietà sociale (in particolare, verso i malati, l'infanzia e la terza età) concretatesi in interventi diretti in favore dei beneficiari, aventi sede sia in molte regioni Italiane sia

---

[57] E' quanto si desume dalla risposta fornita, nell'ottobre 2006, dal sottosegretario all'Economia ad una interrogazione parlamentare

[58] Fonte *ENEL*: la *quota* é sostanzialmente invariata anche rispetto al 2004 (*0,12%*). La suddivisione degli investimenti pubblicitari *per mezzi di diffusione* - lievemente diversa rispetto al 2005 – ha interessato: la televisione, nella misura di circa il *40%* del totale; la stampa (*40%*), l'affissione (*3,5 %*), la radio (*8,5%*), internet (*2%*) e gli altri mezzi (cinema, *ambient media*, ecc.) per il restante *6%*.

I primi sei mesi del 2007 hanno registrato l'incremento del *36%*, rispetto allo stesso periodo del 2006, determinato esclusivamente (secondo l' *ENEL*) da aziende *competitor*.

[59] Si tratterebbe di circa 500 mila nuovi clienti, in base a informativa dell' *Enel*.

all'estero, basati sul finanziamento di progetti effettivi e duraturi nel tempo[60]. Per la copertura dei progetti **2007** è stata disposta l' erogazione, da parte del *Gruppo,* del contributo straordinario di 6 milioni di euro (di cui 500 mila euro a carico diretto di *ENEL S.P.A.*).

3. - LE STRATEGIE DEL *GRUPPO ENEL*.

Il Consiglio di Amministrazione prosegue nel programma di concentrare le attività del *Gruppo,* in Italia ed all'estero, sull' elettricità ed il gas in quanto ritenute più affini al *core business* e le risorse finanziarie e professionali continuano ad essere, perciò, indirizzate verso impieghi ritenuti di maggiore utilità e proficuità, in grado di migliorare i risultati.

In questo contesto va menzionata la ulteriore *dismissione del patrimonio immobiliare,* col perfezionamento della cessione del portafoglio di complessive 430 unità a destinazione mista (238 di tipo residenziale e 192 non residenziali) possedute dalla soc. *"Dalmazia Trieste"*, sparse in Italia, non più strategiche per gli interessi del *Gruppo* e, perciò, non altrimenti valorizzabili. Una società specializzata ha stimato in 115,7 milioni di euro il valore attuale di mercato dell'intero portafoglio.

L'azienda sottolinea che è in continua crescita, proiettata verso il futuro, in grado di cogliere sfide e cambiamenti, orientata al mercato ed ai clienti (sia interni che esterni), attenta ai risultati, rispettosa dei principi etici e con l'obiettivo di "zero infortuni". Gli obiettivi sono imperniati sull'aumento e sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, sull'utilizzo di nuovi prodotti (*fuel mix*), sulla riduzione dei costi, sul rispetto per l'ambiente, sulla qualità del servizio non disgiunti da sicurezza ed efficienza, mantenimento della *leadership* in Italia ed espansione a livello internazionale.

Delle attività svolte, delle finalità perseguite nonché delle problematiche affrontate ovvero da risolvere vengono fornite tempestive notizie agli organi di informazione la cui diffusione orienta il mercato degli investitori e si riflette sull'andamento del titolo in Borsa.

---

[60] Le iniziative spaziano dall'assistenza agli anziani alla lotta contro talune malattie (fibrosi cistica, talassemia), dai progetti per l'infanzia (padiglione di diabetologia infantile a Roma, asilo nido a El Salvador) a scuole nel Congo, allo sport per disabili, al Centro Ambulatoriale di Torrette di Ancona per il trattamenti terapeutici di riabilitazione, ecc.

Dall' informativa fornita all'Assemblea del maggio 2007, si apprende che nei primi tre anni di attività sono stati selezionati 91 progetti su 443 presentati e, complessivamente, erogati ed impegnati 15,2 milioni di euro per iniziative di solidarietà anche all'estero.

3.1. In Italia.

A) Nel **settore elettrico.**

Per abbattere i costi dei combustibili, si rammenta il ***piano di riconversione*** a carbone pulito di talune centrali[61] - deliberato a fine 2004 - con cui, tagliando i costi di produzione e riducendo l'uso del petrolio[62], si prevede di accrescere la capacità competitiva del "sistema Paese" e di favorire la ripresa delle attività industriali sì da produrre energia in modo più efficiente e più economico. Il programma incontra, però, forti resistenze degli ambientalisti.

All' inizio di giugno 2005, furono presentati il progetto e lo studio di impatto ambientale (SIA) per la (ri)conversione a carbone– non escluso un minimo impiego di biomasse vegetali - di tre sezioni della centrale di **Porto Tolle** (Rovigo)[63]: il 18 dicembre 2007 il Consiglio, preso atto della gara promossa con bando europeo, ha approvato lo schema di accordo da stipulare con una società specializzata, per la fornitura e posa in opera di tre caldaie da 660 MW da utilizzare per la suddetta (ri)conversione.

E' in corso, con alterne vicende, l'istruttoria di valutazione da parte della Commissione di VIA del Ministero dell'Ambiente che vede coinvolti i Comuni di Porto Tolle e di Rovigo, l'Avvocatura dello Stato di Venezia, la Regione Veneto, la Procura della Repubblica di Rovigo, il Ministero dell'Ambiente oltre a lavoratori, sindacati nonché forze politiche nazionali e locali. L' *ENEL* intende ripresentare un nuovo progetto alla predetta Commissione dopo aver ottenuto dalla Regione Veneto la delibera modificativa della legge regionale sul parco del delta del Po[64].

Per la (ri)conversione a carbone della centrale di **Torre Valdaliga Nord** (Civitavecchia), le sentenze favorevoli emesse dal T.A.R. Lazio il 25 aprile 2005 e il 3 maggio successivo - avverso le impugnative per l'annullamento sia del decreto VIA che del decreto autorizzativo del M.A.P. - sono state confermate, ancorché per motivi procedurali, dal Consiglio di Stato con pronunce del 4 dicembre 2006.

---

[61] In Italia le centrali esercite a carbone sono : Torre Valdaliga Nord, Porto Tolle e Rossano Calabro. Quelle che potrebbero esserlo, una volta riconvertite, si trovano a: Sulcis, La Spezia, Brindisi sud, Marghera, Bastardo (Umbria) e Santa Barbara (Arezzo).

I progetti di riconversione, entro il 2010, riguardano le centrali di Civitavecchia/Torre Valdaliga Nord e di Porto Tolle/Rovigo il cui costo si aggira sui 3,8 miliardi di euro.

[62] Secondo talune stime, oggi, il 70% circa dell'energia si ottiene dal petrolio (solo la Germania raggiunge il 10%): detta scelta strategica é ritenuta valida dall'Ente - trattandosi di iniziativa determinante per la ripresa delle attività industriali e per la crescita del "sistema Paese" - sicché, ultimato il programma di conversione, l' *ENEL* dovrebbe sottoporre le centrali ad un uso più intensivo e prolungato.

[63] Si tratta di un impianto con caratteristiche diverse dagli altri in quanto - anche mediante l'utilizzazione del c.d. "cippato", ottenuto da circa 10.000 ettari di bosco - potrà funzionare con costi di produzione assai inferiori ai cicli combinati.

[64] *Cfr.* verbale del Consiglio di Amministrazione del 26 luglio 2007.

Resta, tuttora, pendente il giudizio cautelare promosso da alcuni Comuni limitrofi nonché dalla Provincia di Roma innanzi al Tribunale di Civitavecchia per ottenere la sospensione dei lavori di trasformazione della centrale per (addotto) danno all'ambiente. In materia va segnalata la sentenza del 27 aprile 2007 della Corte Costituzionale chiamata a pronunciarsi[65] sulla legittimità della norma che assegna al giudice amministrativo la competenza a decidere le controversie relative all'applicazione del decreto cd. "sblocca centrali"; la Corte ha affermato la giurisdizione esclusiva del giudice amministrativo sicché il giudizio civile è destinato ad estinguersi.

Quanto alla negata autorizzazione della Giunta Regionale del Lazio[66] alla effettuazione dei *dragaggi per la realizzazione delle opere a mare*, val notare che è stata annullata con sentenza del TAR Lazio n. 4731 del 16 giugno 2006 - ricalcando le motivazioni già espresse nell' ordinanza di sospensiva del 20 aprile - divenuta definitiva per mancato appello al Consiglio di Stato; il TAR ha accolto integralmente il primo ricorso dell'*ENEL* (sospensione dei lavori) e solo parzialmente il secondo ricorso (relativo alle operazioni di dragaggio), conseguentemente, annullando il diniego di autorizzazione della Regione nella parte in cui non consentiva i dragaggi previsti dal decreto di V.I.A. del 2003 relativo al progetto di conversione.

Mentre i lavori proseguono con qualche difficoltà, a causa di sempre nuovi contrasti espressi da alcune frange della comunità locale, sono in corso due "*tavoli di incontro*" (uno sui temi della salute e l'altro sullo sviluppo del territorio) con interessamento dei Ministeri dello Sviluppo Economico, dell'Ambiente e della Salute, del Presidente della Regione Lazio, dei comitati "*No coke*" e di taluni gruppi parlamentari; a seguito di ciò l' *ENEL* - come richiesto - sta individuando misure ed iniziative finalizzate a ridurre in modo significativo gli impatti sull'ambiente anche al di sotto delle soglie autorizzate.

Si segnala la recentissima iniziativa del Ministero dell'Ambiente[67] che ha chiesto al Ministero dello Sviluppo Economico di verificare la necessità di procedere al riesame dei provvedimenti di *autorizzazione unica* rilasciati prima del d. lgs. n. 59 del 2005[68]; analoga

---

[65] Il Tribunale Civile di Civitavecchia, con ordinanza del 16 marzo 2005, aveva rimesso alla Corte Costituzionale l'esame della questione di legittimità dell'art. 1, co. 552, della *legge finanziaria 2005* ed aveva sospeso, di conseguenza, il procedimento.

[66] Con provvedimento del 10 febbraio 2006 il Presidente della Regione Lazio aveva disposto la sospensione dei lavori di realizzazione delle opere a mare per la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord e la richiesta di attivazione della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), sulla base di una presunta situazione di pericolo e danno ambientale. La sospensione dei lavori era basata sul presupposto che dette opere non rientravano nell'ambito della procedura autorizzativa, già svoltasi, prevista dalla legge n. 55/02 (c.d. "decreto sblocca centrali") ma erano soggette ad autonomo procedimento di VIA ai sensi della Direttiva 97/11CE in materia, ritenuta immediatamente applicabile nell'ordinamento italiano. La sospensione ha comportato il blocco dei lavori relativi alle opere a mare, con conseguente allontanamento dei lavoratori occupati ed ingenti danni economici. Contro tale provvedimento - ritenuto illegittimo sotto vari profili - l'*ENEL* ha proposto ricorso al TAR del Lazio.

[67] Informativa al Consiglio del 29 novembre 2007.

[68] Oltre all'impianto di Torre Valdaliga nord sono interessati quelli di Santa Barbara e di La Casella

richiesta è stata avanzata dall'Agenzia regionale di protezione ambientale del Lazio. L'*ENEL* ha in corso contatti col Ministero per dimostrare la non necessità del riesame.

Il 3 aprile 2007 la soc. ***Ansaldo Caldaie*** - mandataria dell'ATI che si è aggiudicata la gara per la fornitura in opera di tre generatori a vapore - dichiarando un ritardo delle opere sui diversi lotti, rispetto alle date contrattuali indicate, ha avanzato la richiesta di maggiori oneri, per complessivi circa 172 milioni di euro, a causa dell'aumento dei prezzi dei materiali ferrosi, della loro difficile reperibilità e/o indisponibilità sul mercato, scarsa produttività del cantiere, ecc. Nella riunione del 6 giugno 2007 il Consiglio ha deliberato di addivenire ad una transazione col fornitore riconoscendogli maggiori oneri per euro 50 milioni (a fronte dei 171 richiesti a causa di eccezionali circostanze e difficoltà, anche burocratiche, non ascrivibili alla *Ansaldo*) e scorporando talune attività di montaggio da affidare ad apposita struttura interna dell' *ENEL* assistita da alcune società sub-appaltatrici dei montaggi.

Al riguardo, la Corte manifesta l'esigenza di attenta valutazione del contesto così verificatosi - trattandosi di episodi non infrequenti nel settore degli appalti- e suggerisce, in particolare, di acclarare eventuali inadempienze da parte della soc. *Ansaldo* che potrebbero far dubitare dell' opportunità e/o fondatezza giuridica della transazione, anche per gli eventuali profili di responsabilità erariale ad essa sottesi. Raccomanda, comunque, la tutela dell' *ENEL* nella misura massima possibile.

* * *

Nel campo delle **fonti rinnovabili** – dove già oggi *ENEL* si colloca tra i primi nel mondo con oltre 19.999 MW di potenza installata (idroelettrica, eolica, geotermica, solare ed a biomasse) - notevoli investimenti riguardano **nuovi impianti** da realizzare sia ad *idrogeno* (a Fusine, nel Veneto)[69] sia *eolici* sia *solari-termodinamici* (a Priolo/Gargallo in Sicilia), in collaborazione con ENEA, nonché *geotermici*. In quest'ultimo settore, il Consiglio ha approvato (riunione del 18 dicembre 2007) un "accordo generale sulla geotermia" con la Regione Toscana sia per uniformare (al 2024) le scadenze delle convenzioni vigenti per lo sfruttamento della risorsa geotermica sia per definire un organico programma di sviluppo, nella zona, nel periodo 2007-2011, con investimenti di circa 400 milioni di euro per la realizzazione e/o ammodernamento di cinque nuove centrali.

Giova rammentare che l'Italia ha assunto, in sede comunitaria, l'obiettivo di raggiungere entro il 2010 una quota del *25%* di produzione di energia da fonti rinnovabili

[69] Il progetto di Fusine costituisce un elemento di riferimento in ambito nazionale. L'impianto rappresenterà la più grande centrale ad idrogeno nel mondo ed il costo complessivo stimato ammonta ad euro 33 milioni circa.

pur se la Commissione Europea[70] ritiene il nostro Paese lontano da questo obiettivo per molteplici motivi; peraltro, ad avviso di organizzazioni internazionali (Greenpeace), se si vuol raggiungere il 25% occorre raddoppiare tempestivamente gli obblighi di produzione elettrica da fonte rinnovabile ed eliminare il "tetto" agli incentivi per l'energia solare.

Prosegue, pertanto, la strategia della *Società* di sviluppo specie in Europa e nelle Americhe, per la presenza di grandi risorse naturali, anche per la prospettiva di sottoscrizione da parte degli USA del *protocollo di Kyoto*[71]: l'aver acquistato, con anticipo, impianti destinati a non subire penalizzazioni comporta vantaggi in termini di redditività dell'investimento finalizzato anche al rispetto dell'ambiente ed all'abbattimento del costo dei combustibili tradizionali. L' *ENEL* è, infatti, tenuto a rendere compatibili i livelli di emissione col protocollo di Kyoto atteso che il solo comparto elettrico è responsabile per circa 1/5 delle emissioni di CO2 in Italia.

Fra le varie soluzioni si segnalano le sperimentazioni sull' utilizzo dell' *idrogeno*[72] che deve essere ricavato da altre fonti di energia ed è citato come prospettiva incoraggiante, seppur ancora incerta. In argomento val notare che *ENEL TRADE* ha stipulato accordi con società di diritto cinese per l'acquisto dei certificati *Emission reductions* (CERs) generati da progetti di abbattimento del gas HFC-23 dei quali è prevista la realizzazione su impianti di dette aziende. Per il periodo 2007-2013 l'acquisto dei CERs comporterà un ammontare corrispondente ad un volume totale di 70 milioni di tonnellate di CO2 per un corrispettivo complessivo di quasi euro 511 milioni ed un "costo evitato" stimabile intorno ad euro 900 milioni.

Merita, altresì, di essere ricordato il progetto "*Ambiente e innovazione*" con cui l'*ENEL* prevede, nel quinquennio 2007/2001, lo sviluppo delle fonti rinnovabili con nuova capacità di 1.700 MW (1.500 eolico - di cui 220 in Italia -, 100 idroelettrico, 100 geotermico e 35 nel solare[73]) ed investimenti di 3,3 miliardi di euro di cui 1,6 solo in Italia e 1,7 nel resto del mondo. In particolare, nell' ***eolico*** sono presenti tre operatori principali (tra cui, *ENEL*) nonché, per il residuo *50%*, piccoli soggetti: trattasi di un ambito in fase di sviluppo (a fine 2006 si registravano 900 progetti) ancorché caratterizzato da minore apporto di vento - rispetto ad altri Paesi (Spagna o Germania) - da un contesto normativo non ben definito, per i procedimenti autorizzativi a livello regionale, e da condizionamenti locali. Il *Gruppo* è, attualmente, il secondo operatore nazionale con una

---

[70] Documento presentato ai primi di gennaio 2007 a Bruxelles.

[71] 170 Paesi si sono impegnati a ridurre del *5%* le emissioni di gas serra a livello globale entro il 2020. Dai dati della Commissione Europea si desume che, nella UE, le emissioni di anidride carbonica registrano un calo nell'ultimo periodo.

[72] Le sperimentazioni sono effettuate presso il Centro di Ricerche di Pisa e presso l'impianto di Marghera (a Fusine).

[73] Nell'agosto 2007 sono stati annunciati investimenti nel solare per 300 milioni di euro entro il 2010.

quota di mercato del *14%* ed una potenza installata di quasi 305 MW[74] su un totale di circa 2.100 MW. In linea con gli impegni assunti col succitato progetto "Ambiente e innovazione", l'obiettivo della *Società*[75] - è mirato ad accrescere la propria presenza mediante nuovi progetti e l'acquisizione di società che abbiano sviluppato progetti di impianti eolici, preferibilmente con *iter* autorizzativi in corso, in modo da raggiungere complessivi 684 MW di capacità alla fine del 2011. E' previsto un "ritorno" degli investimenti di almeno l'*8%*.

* * *

Non può essere trascurato, infine, l'ingresso dell'*ENEL* nel settore **nucleare**[76] che ha reso necessario, tra l'altro, approntare un adeguato piano di sviluppo delle competenze nucleari la cui notevole importanza nella strategia globale della Società, oltre alla partecipazione alle organizzazioni internazionali degli operatori nucleari, richiede approfondita conoscenza specifica (*know how*) nonché adeguato impiego di risorse umane e finanziarie[77].

Per l'accordo con EDF di partecipazione dell' *ENEL* al progetto nucleare francese EPR, si rinvia al precedente par. 2.9.

B) Nella distribuzione e vendita al dettaglio di **gas naturale**[78], il *Gruppo* (mediante le controllate *Enel Rete Gas* ed *Enel Energia* nonché le altre ad esse riconducibili) ha una quota di mercato pari al *12%* (per la distribuzione) ed al *14%* (per la vendita) e continua a rappresentare il secondo operatore in Italia (dopo l'ENI) con oltre 2,2 milioni di clienti (portafoglio cresciuto dell' *8,8%* circa, a fine 2006, rispetto al precedente esercizio) ed una capacità operativa (fabbisogno) di quasi 15 miliardi di mc. di gas. Allo scopo di allargare la disponibilità di approvvigionamento, va menzionata la lettera d'accordo in data 25 marzo 2006 di *Enel Trade* con "Sonatrach" per elevare (da 2) a 3 miliardi mc/anno la quantità di gas algerino, finora, fornita in base al contratto risalente al settembre 2001.

Nel progressivo mutamento del contesto della distribuzione e vendita del gas proseguono, sul piano commerciale, le iniziative per raggiungere - nell'arco dei prossimi cinque anni, rispetto al previsto e più limitato periodo di tempo del 2007 - i 3 (tre)

---

[74] A fine 2006 gli impianti in esercizio erano 16, di cui: 4 in Sardegna, 7 in Sicilia, 1 in Abruzzo, 3 in Molise ed 1 in Campania.

[75] C.d.A., riunione del 6 giugno 2007.

[76] Si fa riferimento - oltre al progetto EPR, a Flamanville (Francia) - alle centrali di Bohunice e Mochovce (in Slovacchia), Cernavoda (in Romania) e Belene (in Bulgaria).

[77] Attualmente la struttura nucleare conta 40 persone (di cui solo una minima parte sono interni) oltre ad un ulteriore gruppo di lavoro integrato che partecipa al progetto EPR.

[78] Il settore è regolato dal "**codice di condotta commerciale**" e dal "**codice di distribuzione del gas**" emanati dalla AEEG per regolare le modalità di offerta del gas al mercato di massa e definire l'accesso e l'utilizzo delle reti di distribuzione.

milioni di clienti tanto più che il fabbisogno sta crescendo in modo considerevole; inoltre, considerata anche la pressione competitiva da operatori specialmente esteri sul nostro mercato, il Consiglio ha deliberato[79] di rinnovare lo stanziamento di euro 202 milioni (già concesso nell'ottobre 2003) per consolidare, nel rispetto dei parametri di redditività, la presenza del *Gruppo* nel settore del gas allo scopo di continuare una politica di crescita più incisiva tramite la acquisizione ed integrazione degli attuali *asset* e l'allargamento del perimetro degli operatori c.d. "aggredibili" con i quali sono in fase avanzata trattative basate su offerte vincolanti.

Da evidenziare, sopra tutto, il ***progetto "GALSI"*** (dal nome della società appositamente costituita, di cui *Enel Produzione* possiede una partecipazione del *13,5%*)[80] avente per scopo la realizzazione di un gasdotto per collegare direttamente l'Italia con l'Algeria, via Sardegna, unica Regione senza accesso a questa risorsa, in modo da aumentare la disponibilità, la sicurezza e la flessibilità delle infrastrutture di importazione di gas naturale nel nostro Paese: l'investimento ammonta a 2 miliardi di euro. Con un ulteriore accordo con "Sonatrach" in data 15/11/2006, l'*ENEL* si è assicurata la fornitura di 2 miliardi di metri cubi di gas l'anno, attraverso il realizzando gasdotto.

L' *ENEL* ha, anche, negoziato la propria entrata nel progetto del ***terminale di rigassificazione*** (GNL) nell'area portuale di ***Porto Empedocle*** (AG) pervenendo, il 2 luglio 2007, al *closing* dell' accordo con alcuni operatori per l'acquisto, da parte *di Enel Trade*, della quota maggioritaria del *90%* in "Nuove Energie s.r.l." al prezzo complessivo di 27,4 milioni di euro[81], da corrispondere in tre *tranche,* oltre ai costi di ingegneria stimati 5 milioni di euro. Sono in corso le procedure per ottenere le necessarie autorizzazioni/concessioni[82] per la costruzione dell'impianto la cui entrata in esercizio è prevista entro il 2011.

3.2 – All'estero.

Le attuali ***società estere*** facenti parte del *Gruppo ENEL* sono localizzate in Arabia Saudita, Brasile, Bulgaria, Colombia, Grecia, Inghilterra, Irlanda, Lussemburgo, Olanda, Russia, Spagna, Svizzera ed USA. Esse svolgono attività di vario genere tra cui: generazione e distribuzione di elettricità, *trading* di combustibili (gas, carbone), ingegneria, trasmissione, telecomunicazioni, ecc..

---

[79] Riunione del 25 maggio 2007.

[80] Il Consiglio di Amministrazione dell' *ENEL* ha espresso il proprio accordo (seduta del 19 dicembre 2006) alla sottoscrizione, da parte di *Enel Produzione*, dell'aumento di capitale pari a 4,05 milioni di euro.

[81] *Cfr.* verbale del Consiglio di Amministrazione del 26 luglio 2007.

[82] Tra l'altro: parere del Consiglio superiore LL.PP., Commissione di VIA per le opere a mare, Conferenza dei servizi da parte della Regione Sicilia, ecc..

Considerati anche i vincoli imposti nel nostro Paese, continua la mirata strategia di espansione internazionale imperniata nel consolidamento della presenza della *Società* nei Paesi europei che fanno parte delle macro aree in cui si sta articolando il mercato elettrico sul continente, anche mediante il potenziamento delle società locali: in questa ottica, di alto profilo nonché di rilevante interesse strategico, devono essere apprezzate le recenti acquisizioni di ENDESA (in Spagna) e di OGK-5 (in Russia) che richiederanno peculiare valorizzazione di esse, notevole impegno gestionale oltre che attenta analisi del portafoglio con rimodulazione del piano pluriennale dei futuri investimenti.

A differenza dello sviluppo di iniziative nel settore delle fonti di produzione convenzionale, nell'ambito del continente europeo, l' *ENEL* va estendendo le proprie iniziative nel campo delle fonti rinnovabili con preferenza per le aree del Nord America (dove i mercati presentano caratteristiche stabili ed una adeguata regolamentazione) e del Sud America (dove i mercati possono offrire notevoli opportunità di crescita)[83]: colà, la strategia del *Gruppo* è mirata ad acquisire impianti di limitate dimensioni, con investimenti contenuti ed impiego di poca mano d'opera, in grado di offrire buoni rendimenti nonché di escludere gravosi impegni e notevoli rischi.

Non disgiunta da queste finalità è l'acquisizione, presso i Paesi produttori, di fonti primarie di approvvigionamento; i rapporti con i vicini Paesi del Mediterraneo produttori di combustibili consentono di cogliere opportunità di approvvigionamento alternative, rispetto alle attuali forniture, specie per il gas liquefatto (GNL), con l'eventuale ingresso di *ENEL* nella fase c.d. *upstream* mediante investimenti diretti nei campi del gas e delle infrastrutture di liquefazione.

Può dirsi, pertanto, che - nel perseguire l'obiettivo di maggiore internazionalizzazione - l' *ENEL* è divenuta un grande Gruppo energetico europeo ed una vera e propria multinazionale integrata dell'energia "*con un cuore in Italia, una solida base europea ed una strategia mondiale di sviluppo*"[84] e riceve un positivo ritorno dalla lievitazione del margine operativo lordo (circa un miliardo di euro, sul totale di oltre 8 miliardi) dovuto ad attività non italiane. Guarda, comunque, con interesse alle nuove opportunità che si presentano nonostante sia focalizzata maggiormente al consolidamento delle realtà acquisite, al mantenimento della *leadership* sul mercato domestico, all'integrazione e consolidamento di quanto finora sviluppato ed acquisito all'estero.

---

[83] Precisazioni fornite dall'A. D. al Consiglio di Amministrazione nella riunione del 19 dicembre 2006.

[84] La definizione è dell'Amministratore Delegato alla "*Convention*" del 3 luglio 2007.

* * *

Passando ad una analisi panoramica più dettagliata, si segnalano - oltre quanto già detto al par. 2, tra le vicende significative - i seguenti avvenimenti.

I) Per il continente Europeo ed alcuni Paesi dell'area mediterranea giova rammentare – a parte gli inserimenti (di cui si dirà) in Spagna, Francia, Bulgaria e Russia nonché l'attenzione per le opportunità offerte dai processi di liberalizzazione e privatizzazione in Polonia e nei Balcani - assumono rilievo le importanti acquisizioni e partecipazioni a gare (suscettibili di positivi sviluppi), di cui appresso.

A) In **Russia** è da far presente, anzitutto, il buon esito dell' asta nel settore del ***gas***, per l'assegnazione del lotto 2 di *asset*, localizzati in Siberia provenienti dal fallimento del gruppo russo YUKOS[85], vinta dalla *joint venture* ENI-*ENEL*[86] con l'offerta complessiva di 5.826 milioni di dollari; la quota attinente alle partecipazioni in capo all' *Enel Investment Holding B.V.* nelle tre società titolari di concessioni di sfruttamento di gas (denominate congiuntamente SINT) risulta pari a complessivi 874 milioni di dollari.

Trattasi di operazione condotta con la soc. "Gazprom" [87] (sulla base di articolate misure di reciprocità) che riveste interesse ed importanza strategici in quanto, oltre alla presenza in una regione connessa alla rete nazionale di metanodotti, consentirà all'*ENEL* di integrare verticalmente le proprie attività in quel Paese nonché disporre, per quasi un quarto di secolo, di significative riserve di gas naturale per la produzione elettrica a prezzi ritenuti abbastanza remunerativi e con rischi mitigati dalla qualità di altri *partners* coinvolti nell'iniziativa nonché dalla gradualità dell'esposizione finanziaria. Sono in corso di realizzazione le c.d. "attività prioritarie" (tra cui: presa in consegna di *asset*, avvio negoziati con "Gazprom" per contratto di ritiro del gas prodotto dalla *jv*, avvio di negoziati *ENEL*-Gazprom per talune opportunità di investimento di quella società in Italia e nell'Europa, attività commerciali, studi, ecc.).

Quanto al settore ***elettrico*** - dove dal 21 giugno 2006, possiede il *49,5%* di "*Rusenergosbyt*"[88] acquistato al prezzo di 105 milioni di dollari e gestirà fino al termine del 2007 la centrale elettrica da 450 MW "North West Termal Power Plant" (NWPP), nelle vicinanze di San Pietroburgo, in *joint-venture* paritetica con la locale soc. ESN - l'*ENEL*, ha partecipato alla gara bandita da RAO UES (c.d. *progetto Gagarin*), nell'ambito del processo di privatizzazione della società di generazione denominata **"OGK-5"** (una delle

---

[85] L'operazione, iniziata nel luglio 2006, ha presentato molti e complessi sviluppi fino alla positiva conclusione il 4 aprile 2007.

[86] Eni =60%, *Enel* = 40%. E' stata costituita apposita società (*Arctic Russia BV*) il cui Consiglio di Amministrazione è composto da 3 membri dell' Eni e 2 membri dell' *Enel*, con Presidente a rotazione.

[87] L'accordo - che consentirà, tra l'altro, di realizzare il gasdotto "*South Stream*" di collegamento Russia/Europa - è stato favorevolmente considerato dall'AEEG nella relazione annuale 2007.

[88] Trattasi del maggior fornitore privato di elettricità in quel Paese.

sei società di termo-generazione detentrice di impianti elettrici, nella Russia centrale e negli Urali, con una capacità complessiva superiore a 8.000 MW), per l'assegnazione di partecipazioni di minoranza pari al *25,03%* del capitale. Detta quota è stata acquistata il 6 giugno 2007 tramite la controllata *E.I.H.* al prezzo di 12,27 centesimi di euro per azione. Con successivi acquisti si é pervenuti al possesso attuale del *37,15%* del capitale stesso, a fronte di un esborso complessivo di 1.636 milioni di euro.

L' *ENEL* ha provveduto, pertanto, a costituire apposito *team* per attuare la completa integrazione (strategica/tecnico/pratica) di detta società nel *Gruppo* italiano - atteso che il 16 agosto 2007 l' Autorità Antitrust russa (FAS) aveva rilasciato l'autorizzazione, valevole per un anno, ad incrementare la propria partecipazione fino al 100% del capitale - procedendo direttamente, il 15 novembre 2007, dopo la notifica all'Autorità Russa di vigilanza sul mercato, al lancio di un' OPA di tipo obbligatorio per la restante quota del *62,85%* di capitale; al termine dell' intera operazione, l'onere complessivamente sostenuto sarà di quasi 3,2 miliardi di dollari[89].

Considerati gli interessi strategici in Russia, è stata approvata (18 dicembre 2007) - in sostituzione dell'attuale ufficio di rappresentanza - la costituzione di una *newco* a Mosca, partecipata al 99% da *E.I.H. BV*, per la gestione ordinaria di tutte le necessarie attività (supporto, indirizzo, controllo, ecc.) *in loco*.

Il Consiglio ha, inoltre, autorizzato la presentazione di un'offerta vincolante nella gara bandita da RAO UES (c.d. *progetto Rasputin*), nell'ambito del processo di privatizzazione della società di generazione denominata **"OGK-3"** – che dispone di sei impianti di produzione localizzati in varie regioni della Russia - per l'assegnazione di partecipazioni di minoranza pari al *29,7%* ed al prezzo di 0,148 USD$ fino al valore massimo di circa 2,1 miliardi di dollari (riunione del 6 marzo 2007);

* * *

Le motivazioni strategiche dei diversificati investimenti - che vedono la *Società* italiana non solo presente in tutta la filiera[90], e tra quelle maggiormente impegnate in attività sul territorio, bensì come la prima ad entrare nel mercato russo dell'energia elettrica - derivano sia dai tassi di crescita dell'economia di quel Paese, con rapido e sensibile incremento della domanda di elettricità in un settore carente e che esige urgente modernizzazione, sia dall'introduzione di regole di libero mercato competitivo sia dal programma di investimenti (iniziato da RAO UES) finanziato con fondi raccolti tra investitori privati.

---

[89] Il Consiglio ha preso atto delle particolareggiate informative dell'operazione sia nella riunione del 5 settembre 2007 che del 29 novembre 2007.

[90] Dall' estrazione dei combustibili alla produzione e commercializzazione di elettricità.

Occorre aggiungere, peraltro, l'introduzione del sistema del contatore elettronico - nella regione di Belgorod - ed il "*Memorandum of Understanding*" (MoU), firmato il 14 marzo 2007, tra *ENEL* e "ROSATOM" (Agenzia federale per l'energia nucleare della Federazione Russa) per lo sviluppo del sistema elettrico e della generazione nucleare in Russia e nell' Europa centro-orientale.

B) In **Slovacchia**, il 28 aprile 2006, al prezzo complessivo di euro 840 milioni circa, è stato perfezionato l'acquisto del *66%* del capitale di "*Slovenske Elektrarne*" ossia il maggior produttore di elettricità in quel Paese - con un parco impianti ben bilanciato (tra termico, idroelettrico e nucleare) ed una produzione di energia elettrica di 7.000 MW a costi molto competitivi - che serve l' *83%* del mercato nazionale: si tratta del più grande acquisto della Società italiana nell' Europa centro-orientale in grado di apportare una buona capacità produttiva.

Il Consiglio di Amministrazione ha collegato al *closing* l'acquisto del *90%* della partecipazione detenuta da "PENTA GROUP" nella società PPC (titolare di un impianto a ciclo combinato, a Bratislava).

C) In **Romania**, la Società italiana è diventata il primo operatore straniero essendo presente con la *Enel Romania s.r.l.*[91] (denominazione così modificata rispetto alla precedente *Enel Servicii s.r.l.)*: possiede, infatti, il *51%* nel capitale delle società di distribuzione elettrica "*Electrica Banat*" (a Timisoara) ed "*Electrica Dobrogea*" (a Costanza) entrambe operanti, rispettivamente, nelle regioni ad est e ad ovest del territorio. A seguito del recepimento legislativo, in quel Paese, della direttiva CE 54/2003 sulla liberalizzazione, l' *ENEL* ha separato le attività di distribuzione di energia elettrica da quelle di vendita mediante costituzione di apposita società autonoma denominata *Enel Energie S.A.*

Nel giugno 2006 l' *ENEL* è risultata vincitrice della gara[92] per l'acquisto - al prezzo complessivo di 820 milioni di euro - del *67,5%* del capitale di "*Electrica Muntenia Sud*" (EMS), società in corso di privatizzazione che distribuisce energia elettrica ad oltre 1,1 milioni di clienti nell'area di Bucarest e regioni limitrofe; il *closing* è previsto al massimo entro gennaio 2008 al termine di numerosi adempimenti. Con questa importante operazione, in fase di notifica alla Commissione Europea, il *Gruppo* sarà in grado di servire in Romania complessivamente circa 2,5 milioni clienti nel settore raggiungendo una quota del *30%* del mercato locale ma senza essere, comunque, in posizione dominante.

---

[91] Alla società partecipano *ENEL S.P.A.* nella misura dell'80% ed *Enel Distribuzione* nella misura del 20%.

[92] L' A. D., nella riunione del 19 dicembre 2006, ha affermato - anche sulla base di apposita indagine interna - la regolarità e trasparenza della partecipazione alla specifica gara da parte dell'*ENEL*.

Allo scopo di ulteriore integrazione e consolidamento delle attività del Gruppo in Romania, il Consiglio ha, inoltre:

1) autorizzato[93] l' A.D. a presentare un'offerta vincolante per partecipare - in *joint venture* con la locale soc. "Termoelectrica" alla gara per la conversione, da olio a carbone, della 4^ unità di generazione elettrica della centrale di BRAILA (330 MW), situata nella regione di Dobrogea. Sono in corso negoziazioni tra *ENEL* ed E.On allo scopo di assicurare, consorziandosi con partecipazione paritaria tra loro, il rapido sviluppo del progetto il cui investimento complessivo è stimato intorno al miliardo di euro;
2) deliberato (riunione del 10 ottobre 2006) la partecipazione tramite offerta vincolante al procedimento di gara, promosso dalla soc. "Nuclearelectrica" per la realizzazione e l'esercizio di due nuove unità, di 700 MW ciascuna, presso l'impianto nucleare di Cernavoda, nei limiti del *49%* dell'investimento fino ad un massimo di 1,4 miliardi di euro da sostenere durante il periodo di costruzione. L' *ENEL* è stata selezionata tra gli investitori invitati ad iniziare le negoziazioni per la forma di un *investment agreement*;
3) tramite *E.I.H.* raggiunto un accordo con le soc. "Global International 2000" e "Romelectro" per la predisposizione di un progetto di realizzazione di una nuova centrale a carbone nella città di GALATI (sul Danubio) allo scopo di disporre di energia a prezzi competitivi. In base all'accordo (*cooperation agreement*) la Società italiana dovrebbe acquistare l'*85%* delle azioni della *project company,* con cui sarà sviluppato il progetto, al prezzo di quasi un miliardo di euro;
4) sempre tramite *E.I.H.* acquisito, al prezzo che si aggira su un milione di euro, la soc. "Blue line s.r.l." per sviluppare progetti eolici nella regione di Dobrogea con una capacità di 200 MW; i nuovi impianti (da costruire) dovrebbero entrare in esercizio nel 2010.

Val notare, inoltre, la costituzione[94] di due distinti **veicoli societari** a r.l. in Romania ed in Ungheria - destinati ad operare sotto il diretto coordinamento di *Enel Trade*, possessore dell'intero capitale - per lo svolgimento di attività di *trading* e di *sourcing* (compravendita sui mercati all'ingrosso ed operazioni transfrontaliere) e quant'altro connesso al *business* dell' energia elettrica nei Paesi dell'Est europeo.

In risalto anche il "protocollo di intesa" col Politecnico di Bucarest per sostenere l'istituzione di *master* (in economia ambientale) e borse di studio.

---

[93] Riunioni del 18 gennaio 2007 e del 10 ottobre 2007.

[94] C.d.A., riunione del 1° febbraio 2007.

D) Per la **Francia**, dopo l'accordo sottoscritto l' 11 giugno 2005 con EDF, *ENEL S.p.A.* ha a disposizione dal 1° gennaio 2006 una capacità di 300 MW ed ha iniziato a vendere un congruo quantitativo di energia. L'accordo assicura, tra l'altro, una presenza di lungo periodo mediante una integrata e bilanciata posizione industriale; è, anche, prevista la partecipazione al progetto nucleare EPR[95] nella centrale di Flamanville (Normandia).

Il 13 luglio 2006 *ENEL* ha acquisito, dietro corrispettivo di 15 milioni di euro, l'intero capitale della soc. "*Erelis*" che sviluppa iniziative nel settore eolico; tramite la predetta società (divenuta propria controllata con la nuova denominazione "*Enel Erelis*"), nel giugno 2007 ha acquistato quattro progetti per la realizzazione di impianti eolici; non è escluso, inoltre, l'acquisto di una quota di minoranza in *UEM* (*Usine d'electricitè de Metz*), azienda locale di distribuzione di energia elettrica nel Comune di METZ.

Considerati i rilevanti e sempre più vasti interessi del *Gruppo* in quel Paese, il Consiglio di Amministrazione dell' *ENEL* - nella riunione del 19 dicembre 2006 - ha approvato la costituzione di una *newco* di diritto francese (sotto forma di società per azioni semplificata)[96] destinata allo svolgimento, in via diretta o tramite partecipate, di ogni attività connessa al *business* dell'energia in quel Paese (*trading*, ingegneria, produzione, distribuzione, *lobby*, ecc.).

E) In **Spagna** – perfezionato il 30 maggio 2006 il trasferimento ad *Unión Fenosa* del 30% di *Enel Unión Fenosa Renovables* (Eufer) – il Consiglio:

- ha espresso il proprio accordo di massima (riunione del 18 gennaio 2007) circa la partecipazione in misura paritaria al progetto promosso da FERROATLANTICA (società del *Gruppo Villarmir*) per la realizzazione di una centrale termoelettrica a ciclo combinato (complessivi 850 MW) e di un terminale di rigassificazione di GNL (da 4 miliardi di mc) presso il sito di Palos de la Frontera, a Huelva, con investimenti di complessivi 830 milioni di euro;

- nella riunione del 15 giugno 2006 ha espresso il proprio accordo sullo schema di contratto con ENI per la fornitura di gas, dal 2007 al 2022, al prezzo complessivo di 1.700 milioni di euro per la copertura dei fabbisogni della centrale di Escatron - un impianto a ciclo combinato di 780 Mw di potenza - in un'area, situata in provincia di Saragoza, attualmente occupata da una centrale di proprietà di *Enel Viesgo*.

Non hanno avuto buon esito, invece, la partecipazione, tramite la soc. EUFER (posseduta da *ENEL* al *50%*), alla gara per l'assegnazione di *asset* eolici, in esercizio ed in sviluppo, della soc. *Energy E2 Renovables Ibericas* (E2) – c.d. progetto "*Flamingo*" – per la quale era stata presentata un'offerta non vincolante.

---

[95] *European Pressurised Reactor*. Il Progetto EPR è stato approvato il 4 maggio 2006 dal Consiglio di Amministrazione di *E.D.F.*.

[96] La società è posseduta *da Enel Investment Holding B.V.* ed è dotata di un capitale iniziale di 37.000 euro; sarà gestita da un Consiglio di amministrazione composto da 3 a 7 membri.

Nella riunione dell'11 aprile 2007 il Consiglio di Amministrazione aveva approvato l'offerta vincolante relativa all' intera acquisizione – fino al prezzo massimo di 90 milioni di euro – della soc. BECOSA, attiva nella produzioneda fonti rinnovabili (eolica, fotovoltaica, biomassa e cogenerazione) nell'Andalusia. Questa iniziativa non ha, però, avuto seguito per migliori offerte da parte di altri concorrenti;

F) In **Bulgaria**, nel giugno 2006, l'*ENEL* ha acquisito una ulteriore quota della partecipazione in Maritza East III Power Holding e della partecipazione in Maritza O&M Holding Netherlands BV. Il 4/10/2006 ha firmato il *Memorandum of Understanding* con NEK (società nazionale per l'energia elettrica bulgara) e con "Bulgargaz" per lo studio di fattibilità dell'aumento di potenza di 640 MW della centrale *termoelettrica* di Maritza East III. Nel corso dell'anno ha ultimato lo studio per la costruzione di una nuova centrale *a lignite* da 750 MW sul sito di MARITZA EAST III (dove già esiste altra centrale a lignite da 840 MW) in grado di vendere – sul crescente mercato bulgaro nonché del Sud Est Europa - l'energia elettrica prodotta; il progetto prevede un investimento di circa 930 milioni di euro e l'intero impianto, reso più efficiente nonché in grado di abbattere le emissioni, secondo gli *standard* europei di salvaguardia ambientale, avrà una capacità produttiva complessiva di 1.500 MW. Nella seduta del 27 marzo 2007 il Consiglio ha approvato la predisposizione di tutti gli adempimenti preliminari (tra cui la costituzione del nuovo veicolo societario bulgaro **SPV** nonché l'espletamento del prescritto *iter* autorizzativo) per conseguire maggiore competitività rispetto ad altri potenziali investitori.

E' stata, altresì, consegnata il 17 ottobre 2007 l'offerta iniziale non vincolante[97] di partecipazione al *progetto Belene* per la realizzazione di una centrale nucleare (costituita da due unità di 1.000 MW ciascuna) nel nord del Paese entro il 2014; la partecipazione fino ad un massimo del *49%* del capitale della costituenda società[98] prevede un investimento da 600 a 900 milioni di euro (a seconda della valorizzazione degli *asset* esistenti).

A supporto di dette iniziative si é individuato nella soc. FRONTIER il *partner* locale , con esperienza nello sviluppo di iniziative nel settore elettrico e delle infrastrutture, in grado di assumere il ruolo di *co-developer* per tutte le attività a maggior contenuto locale.

E' in fase di studio, inoltre, la costruzione di un gasdotto – c.d. *corridoio 8* - che dovrebbe portare il metano dalla Bulgaria all'Italia per giungere in Puglia attraversando la Macedonia e la Grecia.

---

[97] *Cfr.* Consiglio di Amministrazione, riunioni del 5 settembre 2007, del 10 ottobre 2007 e dell'8 novembre 2007.

[98] *Cfr.* Consiglio di Amministrazione, riunione del 5 settembre 2007.

G) Nei **Balcani**, l'*ENEL* partecipa – in *joint venture* con altri operatori internazionali – alla gara per la realizzazione in Kosovo del progetto di sviluppo energetico avviato dal Governo provvisorio e dall'Amministrazione provvisoria delle N.U. (nuovo impianto di generazione a lignite nonché riabilitazione e gestione di impianto a lignite già esistente, per complessivi 3.000 MW, concessione per lo sviluppo e lo sfruttamento del bacino minerario di Sibovic), con onere di investimenti pari a 500 mila euro.

H) In **Belgio**, *Enel Investment Holding B.V.* ed il gruppo DUFERCO si sono accordati per chiudere la transazione in merito alla cessione dell' *80%* delle quote concernenti la costruzione di una centrale a gas a ciclo combinato da 420 MW, presso il sito di Carsid, in località Marcinelle, al prezzo di 32 milioni di euro da versare in 3 *tranche*, in base all'avanzamento dell'*iter* autorizzativo dell'impianto stesso (avviato nel 2006).

I) In **Grecia** – che fa parte della macro area del sud est europeo ed abbisogna di energia, specie per i "picchi" di consumo estivi – tenuto conto della domanda in costante crescita e del mercato in fase di liberalizzazione, è stata presentata, tramite il veicolo societario greco *Enelco* (di cui l' *ENEL* possiede il 75%)[99], una offerta vincolante partecipativa alla gara internazionale, indetta dal Gestore della locale rete di trasmissione (Hellenic Transmission System operator – HTSO), per l'assegnazione di capacità produttiva di oltre 300 MW da realizzare e gestire a Livadia, nell'area meridionale del Paese, mediante un nuovo impianto a gas a ciclo combinato (CCGT). L'investimento, dell'importo di complessivi 285 milioni di euro, costituisce un passo importante per la rilevanza strategica di quel territorio.

Una opportunità è stata, anche, individuata nel settore delle energie rinnovabili (*eolico*) concretatasi nella presentazione di un'offerta vincolante fino ad un importo massimo di 210 milioni di euro[100] per l'acquisizione di *asset,* in esercizio ed in costruzione, della soc. ELICA GROUP che rappresenta il terzo operatore greco nel mercato della produzione eolica, con una diffusa presenza su tutto il territorio.

L) In **Turchia**, l'*ENEL* ha interesse non solo a partecipare, in *joint venture* con l'operatore locale ENKA[101], al processo di privatizzazione (TEDAS) degli impianti di tre società di distribuzione di energia elettrica pubblica operanti in distinte regioni - il cui avvio dovrebbe aver luogo verso la fine del 2007 - ma ad ottenere l'assegnazione diretta di taluni impianti idroelettrici in costruzione.

---

[99] A seguito dell'accordo sottoscritto il 4/10/2006 è stato, infatti, rilevato un ulteriore *25%* di detta società.

[100] Riunione dell' 11 aprile 2007.

[101] L'accordo di *partnership* è stato siglato il 4/12/2006.

M) Di interesse, inoltre, il "*Memorandum of Understanding*" (MoU) firmato nel luglio 2007 con l'agenzia governativa "SAGIA, in **Arabia Saudita**, quale accordo di collaborazione per lo sviluppo di iniziative congiunte nel settore energetico (es.: trasferimento tecnologico - specialmente installazione di contatori elettronici -, sviluppo di sistemi di automazione e controllo di reti di trasporto e distribuzione di energia, sistemi avanzati di fatturazione e pagamento, innovazioni nel campo delle energie termodinamiche, ecc.) con particolare riferimento alle c.d. "*economic cities*" ossia nuove città pianificate da quel Governo per lo sviluppo di nuovi distretti industriali.

N) In **Albania**, nell'ambito della strategia di sviluppo intrapresa nell'area dei Balcani occidentali, il 31 ottobre 2007 è stata inviata una bozza di "*Memorandum of Understanding*" (MoU) al Governo albanese destinato a formalizzare la volontà di realizzare – mediante il progetto *Energy complex* - un impianto di generazione a carbone importato (con relativo pontile di scarico) ed una linea di interconnessione *merchant* con l'Italia.

O) In merito a progetti di interconnessione, mediante *merchant line,* tra l'alia e la **Slovenia**, il Consiglio ha approvato (riunione del 18 dicembre 2007) la partecipazione di *Enel Produzione* con altri operatori ed alla costituzione di apposita *newco* destinata a diventare titolare della relativa autorizzazione.

P) Nel **Qatar** si segnala la *joint venture* tra *Enel Trade* e "Renova Management", già presente sul territorio nel settore del gas, per lo sviluppo di un progetto finalizzato all'acquisto di una quota di partecipazione in un impianto di liquefazione a gas nonché alla stipula di un contratto per l'acquisto di LNG per quantità non inferiore a 4 miliardi mc/anno[102].

II) - Oltreoceano

A) Negli **Stati Uniti** operano numerose controllate locali facenti capo ad "*Enel North America Inc.*", ad "*Enel Green Power*", ad *Enel FTL* e ad "*Enel Latin America LLC*" la cui attività è concentrata, sopra tutto, nell'ambito idrolettrico (negli Stati dell'est), eolico (negli Stati centrali) e geotermico (negli Stati dell'ovest): tre mercati diversi, con pluralità di sistemi, essendo ogni Stato soggetto a regimi regolatori diversi, per i quali vige una forte politica locale di incentivazione.

L'acquisizione degli impianti idroelettrici di Boott e Sheldon Spring e la partecipazione alla gara per *asset* eolici della soc. HORIZON (tra le maggiori, per

[102] C.d.A., riunione del 1 febbraio 2007.

esperienza) fa parte del piano di sviluppo di crescita del *Gruppo* italiano nell'energia da fonti rinnovabili: un àmbito in cui le prospettive di reddito, pur promettenti, sono meno elevate ma più sicure, rispetto alla produzione termoelettrica convenzionale - dove l'alta volatilità dei prezzi di fornitura del gas può comportare notevoli rischi – ed è importante per l'*ENEL* incrementare la propria presenza laddove possibile.

Il 20 marzo 2007 è stato acquistato da *Enel North America* (ENA), per il corrispettivo iniziale di 90 milioni di dollari[103], l'intero capitale sociale della AMP RESOURCES che rappresenta il maggior operatore nel campo dell'energia *geotermica*: si tratta della prima iniziativa in questa area le cui prospettive sembrano interessanti sia per i rischi assai contenuti sia, anche, per il "ritorno" dell'investimento (previsto intorno all' *8,7%*), superiore al costo di capitale.

Nel settore *eolico* vanno menzionate le acquisizioni: *a)* del progetto di 63 MW, nel Texas, finalizzato alla successiva realizzazione dell'impianto per un costo complessivo di circa 93 milioni di USD; *b)* della partecipazione (avvenuta nel settembre 2006) del *45%* nel capitale dell'operatore eolico statunitense *TradeWind Energy,* nello Stato del Kansas. Ultimamente, *E.N.A.* ha presentato offerte per progetti di sviluppo di 180 MW di interconnessione, sempre nell'eolico.

B) In **Canada** l'*ENEL* possiede, tramite *Enel North America* (ENA), gli impianti idroelettrici di Star Lake e quello di biomasse di St. Felicien ed è stata, altresì, selezionata per la realizzazione dell'impianto eolico di St. Lawrence; recentemente è stato manifestato interesse all' acquisto di un *asset* nel settore idroelettrico di quasi 11 MW, nel New Brunswick.

C) Nel centro e sud America:

A **Panama**, nell'ambito del più vasto mercato elettrico centro Americano, dove è già presente tramite la controllata *Enel Latin American* (ELA), - dopo essersi aggiudicata nell'agosto 2006, la gara per l'acquisto, al prezzo di 150 milioni di dollari, della quota del *24,55%* detenuta da HYDRO QUEBEC INTERNAZIONAL nell'impianto di generazione idroelettrica da 300 MW denominato "*Fortuna*" - l' *ENEL* ha acquisito nel febbraio 2007, al prezzo di 160 milioni di dollari (sempre mediante la controllata olandese *Enel Investment Holding),* la ulteriore quota del *24,45%* da GLOBELEQ.

In **Messico**, per le prospettive di crescita del mercato nel settore idroelettrico, in un contesto macroeconomico favorevole, sono state acquisite al prezzo di 156 milioni di USD (circa 105 milioni di euro) - tramite *Enel Investment Holding* - tutte le quote di

[103] In caso di positivo accertamento - circa la realizzazione di due progetti tipo *green field* (concessioni sui terreni) - saranno versati ulteriori 30 milioni di dollari, con esborso complessivo di 120 milioni di dollari.

partecipazione nel veicolo societario INELEC, proprietario di tre impianti idroelettrici (totale 52 MW) in fase di avviamento nelle località di Trojes, Chillatan ed El Gallo, in grado di assicurare produzione di energia a bassissimo impatto ambientale. Questa operazione[104] segna l'ingresso di *ENEL* nel promettente mercato messicano, dove la domanda di energia è in forte crescita, ed è parte della strategia internazionale di *ENEL* volta a crescere nella produzione di energia da fonti rinnovabili.

Nella Repubblica di **El Salvador –** dove fu acquistata nel 2002 una partecipazione attualmente del *36,1%* nella soc. LaGeo, operante nel settore dell'energia geotermica - *Enel Produzione* ha accettato di finanziare ulteriori progetti per complessivi 105 milioni di euro per ottenere, in cambio, azioni di nuova emissione e raggiungere il controllo della società accrescendo la propria quota di partecipazione fino al *50,1%*.

In **Brasile**, tramite la controllata *Enel Latin American* (ELA), l'8 giugno 2006 è stato firmato il contratto per comprare 22 impianti di generazione idroelettrica della capacità complessiva di 97,6 MW (di proprietà di 11 società appartenenti al "Gruppo Rede"), per l'importo di 155 milioni di euro; il 6 ottobre successivo è stato perfezionato l'accordo per l'acquisizione, verso corrispettivo di circa 168 milioni di euro, dell' intero capitale di dieci società brasiliane titolari di concessioni per 20 impianti "mini hydro" con una capacità di produzione elettrica di 92 MW.

In **Costa Rica**, tramite la controllata *Enel Costa Rica S.A.*, ha acquisito al prezzo di $350.000 i diritti per lo sviluppo di un progetto idroelettrico da 50 MW (denominato *Chucas*) la cui attivazione è prevista per la fine del 2011.

* * *

D) In tema di società **finanziarie estere**, la perdita netta dell'esercizio di *Enel Investiment Holding,* con sede legale ad Amsterdam, si riduce di 147,5 milioni di euro al 31 dicembre 2006 passando a 24,9 milioni di euro (dai 172,4 milioni del 2005) [105]. Migliora, anche, il patrimonio netto che, da circa -712,1 milioni di euro, segna il valore positivo di 132,5 milioni avendo *ENEL S.P.A.* provveduto alla copertura della pregressa perdita di esercizio di *E.I.H.* mediante il versamento di euro 880 milioni senza obbligo di restituzione: il ripianamento è stato effettuato nell'obiettivo di consentire alla predetta

[104] Consigli di Amministrazione del 1 febbraio, del 9 maggio e del 5 settembre 2007.

[105] In milioni di euro le perdite sono state le seguenti: 862,30 (nel 2001), 4.701 (nel 2002), 763 (nel 2003), 1.594 (nel 2004) e 172,4 (nel 2005).

finanziaria di ricostituire un patrimonio netto positivo idoneo a fronteggiare future iniziative[106].

L'indebitamento finanziario netto flette a 147,6 milioni di euro (781,3 milioni a fine 2005). Nel riorganizzare la gestione finanziaria del *Gruppo, ENEL S.p.A.* si é infatti accollati[107] tutti i prestiti obbligazionari (984 milioni di euro) emessi dalla predetta Società - nell'ambito del *Global Medium Term Notes* (GMTN *Programme*) - sicché *E.I.H.* BV rimane obbligata nei confronti dei terzi per 571 milioni di euro e nei confronti di *ENEL S.p.A.* per 413 milioni di euro[108].

Si segnala, infine, la ripatrimonializzazione della controllata olandese mediante il versamento da *ENEL S.P.A* al patrimonio netto di essa, senza obbligo di restituzione (c.d. *share premium*), di un importo complessivo di 3 miliardi di euro per alleggerire l'indebitamento determinatosi, specie negli ultimi tempi, in conseguenza delle acquisizione all'estero (*es.* quote di capitale di *Res Holding BV*, intero capitale di *Erelis*, intero capitale di *Hydro Quebec International* L.A., quote di *Enelco*, quote delle soc. russe *OGK-5* nonché *Yukos*, impianti eolici in Grecia, ecc.) finanziate dalla stessa *EIH* mediante ricorso al credito sul c/c intersocietario intrattenuto con la Capogruppo.

---

[106] La situazione sfavorevole del precedente quinquennio fu dovuta agli ammortamenti dell'avviamento ovvero alle rettifiche di valore della partecipazione in *WIND*, ma anche - come nel 2005 - all'ammortamento ed alla svalutazione dell'avviamento rilevati nell'ambito delle partecipazioni col metodo del patrimonio netto; in altri casi, si trattava degli oneri finanziari netti nonché delle quote del risultato delle società partecipate valutate anch'esse col metodo del patrimonio netto.

[107] *Cfr.* la relazione al bilancio di esercizio 2006 di *Enel S.p.A.*.

[108] Si legge nella stessa relazione che: "La gestione finanziaria, che ha beneficiato di una sostanziale contrazione dell'indebitamento a seguito dell'estinzione del programma di *Euro Commercial Paper* e dell'accollo operato da *Enel SpA* relativamente al programma di *Global Medium Term Notes*, evidenzia oneri finanziari netti per 29,7 milioni di euro a fronte di 94,5 milioni di euro nell'esercizio 2005. (....). A fine 2006 la posizione finanziaria debitoria in linea capitale è pari a 30 milioni di euro e rispetto al 31 dicembre 2005 registra un decremento di 1.263,5 milioni di euro derivante dalle operazioni di accollo descritte in precedenza. La posizione finanziaria verso la *Capogruppo* al 31 dicembre 2006 risulta a debito per un importo di 176,3 milioni di euro (a credito di 176,2 milioni di euro al 31 dicembre 2005)".

4. – LE RISORSE UMANE (prospetto n. 1).

La consistenza del personale del *Gruppo Enel* (prospetto n. 1) si incrementa complessivamente di 6.770 unità in conseguenza dell'acquisizione di società estere in Slovacchia, Russia, Bulgaria, Romania, Panama e Brasile tanto che, a fine 2006, il personale all'estero constava di 13.958 dipendenti (circa il *24%* del totale) rispetto alle 5.115 unità del precedente esercizio.

prospetto n. 1 *(fonte ENEL)*

ORGANICO GRUPPO ENEL (Italia + Estero)		
	2006	**2005**
Consistenza al 1.1	***51.778***	***61.898***
A) Variazioni perimetro operativo e acquisizioni:		
Simeo	24	
Gruppo Slovenské elektrárne	7.599	
Enel Operations Bulgaria	1.004	
RusEnergoSbyt [109]	389	
Enel Brasil partecipações	101	
Enel Panama	72	
Metansicula	17	
Erelis	11	
cessione 30% Enel Union Fenosa Renovables [110]	-20	
cessione ramo d'azienda (verso Hera)	-42	
cessione Carbones Colombianos del Cerrejon	-16	
Delta		168
Enel North America (St. Felicien)		29
Electrica Banat		2.014
Enel Dobrogea		1.615
Enel ESN Energo		9
Enel Servicii		4
Easy Gas		2
Metanodotti Padani		12
Cessione Gruppo TLC		-8.270
Cessione Gruppo Terna		-2.899
Cessione ramo d'azienda Municipalizzata Trento		-259
Cessione ramo d'azienda rete gas		-15
Cessione Enel Hydro		-1
Saldo A	***9.139***	***-7.591***
B) Assunzioni - Cessazioni:		
Assunzioni	1.015	979
Cessazioni	-3.384	-3.508
Saldo B	***-2.369***	***-2.529***
CONSISTENZA AL 31.12	**58.548**	**51.778**
variazione %	*13,08*	*-16,35*

Il saldo tra cessazioni ed assunzioni (-2.369) resta sostanzialmente in linea con i dati dei pregressi esercizi; in particolare, le cessazioni dal servizio per gli esodi incentivati ammontano al *68%* del totale cessazioni ed il fenomeno interessa tutte le categorie ma continua ad essere più marcato per gli impiegati (circa il *55%*) e per gli operai (*35%*).

[109] Pari al *49,5%* della consistenza complessiva; include le nuove acquisizioni societarie nel 2006.

[110] Consolidamento col metodo proporzionale, a seguito della cessione del *30%*.

Tranne i dirigenti, flettono il numero ed il costo degli esodi incentivati che interessano le restanti categorie; aumenta per tutte, comunque, l'importo medio (prospetto n. 2):

prospetto n. 2 *(fonte ENEL)*

ESODO INCENTIVATO - CESSAZIONI CONSENSUALI INCENTIVATE						
Categorie	**N. unità**		**Costo esodo** (in €/milioni)		**Importo medio** (in € arrot.)	
	2006	**2005**	**2006**	**2005**	**2006**	**2005**
- Dirigenti	49	45	30,83	22,70	562.100	505.600
- Quadri	189	212	22,50	24,20	119.000	113.900
- Impiegati	1.262	1.576	102,84	117,70	81.500	74.700
- Operai	799	973	52,17	54,40	65.300	55.900
Totale	**2.299**	**2.806**	**208,34**	**219,00**	**89.200**	**78.000**
variazione %	*-18,07*	*30,03*	*-4,87*	*34,93*	*14,36*	*37,23*

Dai prospetti nn. 3 e 4 si desume la distribuzione del personale - rispettivamente, per aree di attività e con riguardo alla forza media per categorie professionali - nonché la consistenza effettiva al 31/12. In diversa percentuale e consistenza, la distribuzione del personale continua a modificarsi nelle rispettive aree di attività: sono in decremento gli addetti alle Divisioni MERCATO ITALIA (*-13,65%*), INFRASTRUTTURE E RETI ITALIA (*-4,14%*), SERVIZI E ALTRE ATTIVITÀ (*-15,34%*) anche per l'accresciuto fabbisogno (*175,90%*) della Divisione INTERNAZIONALE. In aumento, anche, l'organico della *Capogruppo* e della GEMI.

prospetto n. 3 *(fonte ENEL))*

ORGANICO GRUPPO ENEL PER *AREA DI ATTIVITÀ* (Italia + Estero)					
al 31/12	**n. addetti**	***incid. %***	***var.%***	**n. addetti**	***incid. %***
	2006			**2005**	
Mercato Italia	5.176	*9*	*-13,65*	5.994	*12*
Generazione ed Energy Management Italia	9.573	*16*	*6,30*	9.006	*17*
Infrastrutture e reti Italia	24.701	*42*	*-4,14*	25.769	*50*
Internazionale	13.861	*24*	*175,90*	5.024	*10*
Capogruppo	652	*1*	*14,59*	569	*1*
Servizi e altre attività	4.585	*8*	*-15,34*	5.416	*10*
TOTALE	**58.548**	***100***	*13,08*	**51.778**	***100***
variazione %	*13,08*			*-16,35*	

Per il profilo qualitativo, a fine 2006, sul totale complessivo di 58.548 dipendenti, i dirigenti erano 691 ossia l'1,18% dell'organico (nel 2005 la percentuale era di 1,08%); i quadri ammontavano a 4.900 unità ovvero l' 8,37% (nel 2005 =7,92%); il numero degli impiegati era 30.540 cioè il 52,16% (nel 2005=55%) mentre gli operai sommavano a 22.417 vale a dire il 38,29% (nel 2005=36%).

In termini di "forza media" i dati sono alquanto diversi (prospetto n. 4):

prospetto n. 4 *(fonte ENEL)*

ORGANICO GRUPPO ENEL PER *CATEGORIE PROFESSIONALI* (Italia + Estero)	**2006**	**2005**	**2006**	**2005**
	FORZA MEDIA		**Consistenza effettiva al 31/12**	
	n. addetti			
- Dirigenti	692	618	691	562
- Quadri	4.678	4.144	4.900	4.103
- Impiegati	29.918	29.231	30.540	28.480
- Operai	21.300	19.369	22.417	18.633
Totale	**56.588**	**53.362**	**58.548**	**51.778**
variazione %	*6,05*	*-14,24*	*13,08*	*-16,35*

* * *

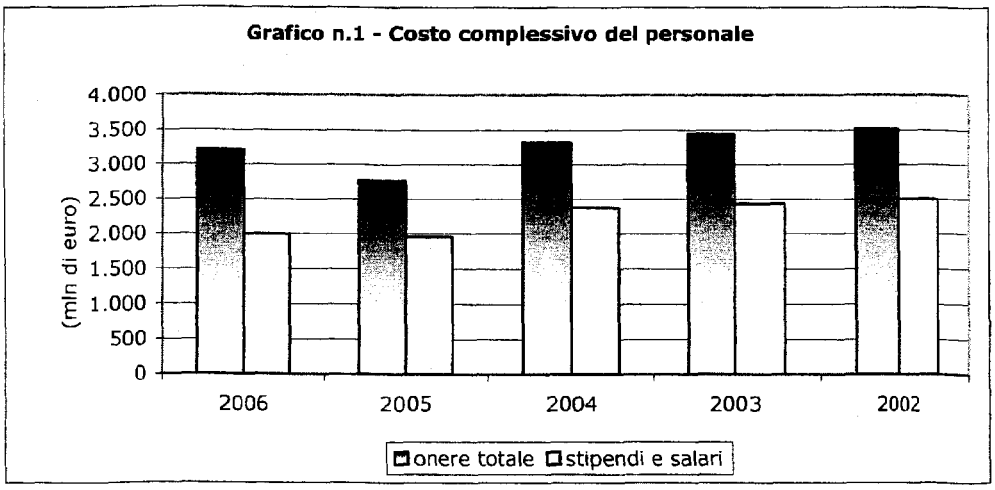
Il **costo complessivo del personale** del *Gruppo* (Italia + Estero) cresce di 448 milioni di euro[111] per l'incremento non solo dell'organico del *Gruppo* stesso *(13,08%* nel 2006) ma anche della "forza media" generale (*6,05%*).

prospetto n. 5 (in milioni di euro) *(fonte ENEL)*

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero)				
	2006		**2005**	
	Onere Totale	di cui **Stipendi e Salari**	**Onere Totale**	di cui **Stipendi e Salari**
Totale generale	**3.210**	**1.995**	**2.762**	**1.957**
variazione %	*16,22*	*1,94*		

Il seguente grafico mostra l'andamento del costo nell'ultimo quinquennio:

Grafico n.1 - Costo complessivo del personale



[111] Comprende l'onere complessivamente rilevato nell'esercizio 2006 per incentivi all'esodo del personale (487 milioni di euro). Se non si considera questa componente e l'incremento del costo generato dalla variazione del perimetro di consolidamento, il costo del personale - tenuto conto dell'onere relativo al rinnovo del CCNL per il settore elettrico - è in calo di 73 milioni di euro a fronte di una riduzione dell'organico medio registrata, a parità di perimetro, da 53.362 del 2005 a 50.804 del 2006. Il costo include l'onere per piani a contribuzione definita pari a 42 milioni di euro (49 milioni di euro nell'esercizio precedente).

Per l'***Italia***, le risultanze mostrano, in termini di forza media (v. prospetto n. 6), minore consistenza di dirigenti, quadri e, sopra tutto, impiegati ed operai: rispetto all'esercizio precedente, gli importi - sia dell'onere totale sia di stipendi e salari - sono tutti in flessione ancorché con diversa percentuale.

prospetto n. 6 (in milioni di euro) *(fonte ENEL)*

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia) [112]

Categorie	2006			2005		
	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari
- Dirigenti	142		98	144		95
- Quadri	305		228	295		220
- Impiegati	1.336		985	1.381		1.007
- Operai	726		537	779		562
Totale Italia	**2.510**		**1.848**	**2.599**		**1.884**
variazione %	*-3,42*		*-1,91*	*-19,41*		*-18,26*

Per l'***Estero*** sono, invece, evidenti i complessivi incrementi (prospetto n. 7):

prospetto n. 7 (in milioni di euro) *(fonte ENEL)*

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero)

	2006			2005		
	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari	Onere Totale	di cui	Stipendi e Salari
Totale Estero	**213**		**146**	**98**		**74**
variazione %	*117,35*		*97,30*	*8,89*		*10,45*

Nelle finalità della Società rientrano la più oculata valutazione dei ruoli, la formulazione dei piani di gestione e *benchmark* retributivi nonché l' estensione sia del sistema MBO (come leva prioritaria di politica retributiva) sia dei piani di *stock option* per allineare gli interessi di *management* ed azionisti. Di rilievo sono anche le iniziative di sviluppo e formazione delle risorse umane finalizzate alla crescita interna del *management* e delle più rilevanti figure professionali: crescita preceduta da differenziati sistemi di selezione/reclutamento in relazione alla natura nonché quantità delle posizioni da ricoprire.

Sul versante della retribuzione variabile, l'applicazione del **sistema MBO** (*Management by objectives*) - varato nel 2000, con implementazione a cadenza annuale - si prefigge di assicurare lo sviluppo, l'incentivazione e la fidelizzazione delle "risorse chiave" della Società; detto processo di valutazione tiene conto degli aggiornati orientamenti strategici e dei cambiamenti connessi al nuovo modello organizzativo. Nel 2006 è stato coinvolto circa il 93% dei "dirigenti" nonché il 13% dei "quadri", con lieve aumento rispetto all'esercizio precedente.

[112] Escluso incentivo all'esodo.

Il **costo unitario medio**[113] (prospetto n. 8) espone variazioni complessivamente in diminuzione tenuto conto, però, dell'incremento della forza media. Si registra, invece, lieve aumento per l' Italia (riguardante entrambe le voci "totale" e "salari/stipendi") e per l'estero solo per il costo unitario medio. Continua ad assottigliarsi il divario tra il *costo medio totale* dei dirigenti e quello delle altre categorie di personale.

prospetto n. 8 (in migliaia di euro) *(fonte ENEL)*

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero)						
Categorie	2006			2005		
	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi
Media generale	**56.588**	**48,1**	**35,3**	**53.362**	**50,5**	**36,7**

prospetto n. 9 (in migliaia di euro) *(fonte ENEL)*

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia)[114]						
Categorie	2006			2005		
	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi
- Dirigenti	501	284,2	196,1	505	285,0	188,7
- Quadri	3.718	82,1	61,3	3.756	78,4	58,6
- Impiegati	26.401	50,6	37,3	27.666	49,9	36,4
- Operai	15.128	48,0	35,5	16.296	47,8	34,5
Media generale Italia	**45.748**	**54,9**	**40,4**	**48.223**	**53,9**	**39,1**

prospetto n. 10 (in migliaia di euro) *(fonte ENEL)*

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero)						
Categorie	2006			2005		
	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi
Media generale Estero	**10.841**	**19,7**	**13,5**	**5.139**	**19,0**	**14,3**

La Corte ribadisce la necessità della costante attenzione, da parte del Consiglio, sulle problematiche del personale connesse alle prospettive di crescita del costo unitario medio dei dipendenti legata alle recenti acquisizioni all'estero, alla dinamica salariale ed alle sempre presenti difficoltà di consistenti ridimensionamenti nonostante gli onerosi esodi incentivanti; va, pertanto, riservata attenta valutazione alle soluzioni eventualmente adottabili, tenuto conto del rapporto costi/benefici.

In tema di personale, si segnala la prima ***indagine di clima*** che - realizzata mediante un questionario diffuso "*on line*" ed in forma cartacea - ha coinvolto tutti i dipendenti in Italia e nei Paesi in cui l' *ENEL* è presente. Gli ambiti di rilevazione hanno riguardato: *soddisfazione, stile gestionale, immagine aziendale, obiettivi strategici, cambiamento e integrazione, futuro*; come rappresentato al Consiglio nella riunione del

[113] E' composto da: salari e stipendi, oneri sociali, TFR, altri costi.

[114] Costo lavoro IAS\IFRS, esclusi costi esodo incentivato.

26 luglio 2007, dalla elevata partecipazione degli intervistati é emersa una "fotografia *ENEL* con luci e ombre" da cui trarre utili indicazioni per costruire il futuro di una azienda in movimento apportando opportuni miglioramenti laddove più necessario e prioritario (sistemi di misurazione e riconoscimento del merito nonché della comunicazione ed integrazione con le società acquisite).

Occorre, altresì, rammentare la fase di avvio nel maggio 2007 della costituzione del "Comitato Aziendale Europeo" (**CAE**) ossia l'organizzazione sindacale allargata nella quale saranno rappresentati, in proporzione, i lavoratori di tutte le società del *Gruppo* in Europa.

La salute e la sicurezza[115] dei lavoratori sono demandate ad apposita unità, nell'ambito della funzione "Personale e Organizzazione" della *Corporate*. Per gli infortuni, il ***tasso di frequenza*** (numero infortuni/milioni di ore lavorate) è ancora diminuito da *8,16* (2005) a *6,38*; il ***tasso di gravità*** (giorni di assenza/1.000 ore lavorate) segna anch'esso un "trend" in diminuzione a *0,26*: in entrambi i casi va, tuttavia, considerata anche la riduzione delle unità dipendenti.

* * *

Quanto ai piani di ***stock option*** (opzioni di acquisto sul titolo, con aumento di capitale da realizzare contestualmente all'esercizio del diritto), per l'esercizio **2006** è stato varato un "piano" di durata pluriennale (sei anni) - e, perciò, nell'ottica di medio periodo, più idonea al consolidamento dei risultati connessi ad obiettivi congiunti di gestione (*Ebitda)* e di mercato (andamento del titolo) – destinato ai dirigenti della *Società* e del *Gruppo* (art. 2359 c.c.): sono state assegnate complessive 31,79 milioni di opzioni[116] in favore di 460 dirigenti, su una forza media di 501, ripartiti in 5 fasce, al prezzo di sottoscrizione *strike price* pari ad euro 6,842[117].

Per l'esercizio **2007**, il Consiglio di Amministrazione ha ricevuto - dall'Assemblea straordinaria del maggio 2007 - la delega *ex* art. 2443 c.c., di durata quinquennale, ad aumentare il capitale sociale per l' importo massimo di euro 27.900.000[118] mediante emissione di altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 (un) euro ciascuna. Detto "Piano" è divenuto efficace con l'adozione dell'apposito *Regolamento* ed il mandato all'Amministratore Delegato[119] ad effettuare l'assegnazione delle opzioni, ai destinatari, tenendo conto delle disposizioni introdotte col decreto legge n. 223/2006 (convertito con legge 4 agosto 2006, n. 248). Alla nuova normativa risultano, peraltro, assoggettate

---

[115] Per un incidente (con decesso di un operaio di una ditta appaltatrice), verificatosi il 17 ottobre 2007 durante i lavori presso la centrale di Torre Valdaliga Nord, sono in corso accertamenti della Magistratura; l'*Enel* ha nominato una commissione *ad hoc*.

[116] Nel 2005 erano state 28,75 milioni.

[117] Consiglio di Amministrazione, riunione del 6 settembre 2006.

[118] Trattasi di un importo, al pari della delega, inferiore all'1% del capitale sociale (e, quindi, al limite di cui all'art. 134, co. 2, del T.U.F.).

[119] Consiglio di Amministrazione, riunione del 26 giugno 2007.

tutte le opzioni già assegnate ma non ancora esercitate dei "piani" 2002, 2003, 2004 e 2006.

E' stato predisposto un apposito "piano di recupero" destinato a ristorare, almeno in parte, i dirigenti dallo svantaggio di non poter esercitare per un lungo periodo nuove *stock option* atteso che il piano 2005 è venuto a decadere per mancato raggiungimento degli obiettivi (dovuto a fattori esterni) e che il piano 2006 sposta il concreto esercizio della prima *tranche* al 2008.

In favore dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale é stata prevista, come per il 2006, l'assegnazione specifica di 1,5 milioni di opzioni. Nel novembre 2007 egli ha esercitato - alla scadenza dell'ultima "finestra" utile - 336.000 opzioni assegnategli nel 2002 nella posizione di C.F.O. all'epoca rivestita.

Dal 2004 viene attribuito un *bonus* - in concomitanza con l'esercizio di "*stock option*" - ai destinatari del "piano" non beneficiari dei dividendi provenienti da operazioni straordinarie di dismissione di importanti *asset* patrimoniali e finanziari: trattasi, in sostanza, di una integrazione retributiva parametrata alla quota riferibile ai dividendi da dismissioni[120]. Per il 2006 non è stato riconosciuto alcun *bonus* (nel 2005 fu di euro *0,19*).

Il relativo "fondo *bonus* per dismissioni di *asset*" è da inquadrare nell'ambito delle previsioni dello IFRS/IAS 37.

* * *

Sulle finalità applicative e sugli effetti del "piano di *stock option*" - ampiamente applicato a livello internazionale e divenuto, ormai, componente integrante del sistema retributivo del *management* dell' *ENEL S.P.A.* - la Corte richiama quanto espresso in precedenza (da ultimo, referto 2005, par. 4).

5. - IL MODELLO ORGANIZZATIVO DEL *GRUPPO ENEL*.

Dal 1° gennaio 2006 le numerose società partecipate erano raggruppate in quattro ***Divisioni***: GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT ITALIA; MERCATO ITALIA; INFRASTRUTTURE E RETI ITALIA; INTERNAZIONALE.

Con delibera del 29 novembre 2007, il Consiglio - su proposta dell'Amministratore Delegato - ha approvato la istituzione di due nuove divisioni : IBERIA ED AMERICA LATINA[121]

---

[120] Beneficiari del "*bonus*" sono - per lo specifico ruolo rivestito in ambito aziendale - i destinatari dei diversi piani in essere i quali, per il fatto di esercitare le opzioni successivamente alla data di pagamento della quota di dividendo in questione (per loro scelta o perché impossibilitati ad esercitare parte delle opzioni in quanto ancora coperte dal "*vesting period*"), non sono nella condizione di percepire la quota stessa. Il suddetto "bonus" è destinato ad essere erogato nel momento in cui verranno esercitate le opzioni, sarà corrisposto direttamente dall' Azienda e assoggettato ad imposizione fiscale nella misura ordinaria (quale reddito da lavoro dipendente).

[121] Dopo l'acquisto di ENDESA, questa nuova divisione svilupperà la presenza e coordinerà le attività di *Enel* nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e in America Latina.

ed INGEGNERIA ED INNOVAZIONE[122]; di conseguenza il nuovo assetto organizzativo del *Gruppo* si articola ora in sei - e non più quattro – divisioni.

Di supporto alle stesse, opera *l'area* SERVIZI E ALTRE ATTIVITÀ (in proposito si rinvia al paragrafo 2.6).

Alla *Corporate*[123] nella funzione di *holding* industriale resta attribuito - mediante proprie funzioni centrali di *staff* - il ruolo di indirizzo, controllo e coordinamento con l'obiettivo di valorizzare le sinergie del gruppo e di ottimizzare la gestione dei servizi a supporto del *core business.*

Nel periodo in esame, anche al fine di riordinare e razionalizzare l'assetto delle partecipazioni, nell'ambito del *Gruppo*, nonché di meglio focalizzare lo svolgimento di attività di supervisione, indirizzo e controllo della Capogruppo, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto alla patrimonializzazione per un importo di 3 miliardi di euro del nuovo veicolo societario denominato *Enel Energy Europe* (EEE) *s.r.l.* [124]- dotato del capitale di 10 mila euro, interamente partecipato dall'*ENEL S.p.A.* - mediante la rinunzia ad una quota del credito concesso riservandosi di procedere ad ulteriori, analoghe operazioni attraverso la concentrazione delle partecipate estere possedute da altre società italiane.

* * *

Il **controllo di gestione** continua ad essere svolto in maniera autonoma da un'area della funzione "Amministrazione, Finanza e Controllo" della *Holding* - cui riportano funzionalmente le corrispondenti unità delle società del Gruppo - ed è finalizzato a garantire "trasparenza e correttezza delle informazioni, analisi oggettive, opinioni e valutazioni indipendenti".

Il **controllo interno** del *Gruppo* - con un responsabile ad esso preposto. il quale riferisce direttamente all'Amministratore delegato ed al Presidente nonché, con cadenza semestrale, al "Comitato per il controllo interno" ed al Collegio sindacale – é imperniato nel ***controllo di linea*** e nell' ***internal auditing***. Nella seduta del 27 marzo 2007, il Consiglio ha espresso una valutazione positiva circa l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno del *Gruppo* (art. 8.C.1, lett. C, del "Codice di autodisciplina") sulla base di quanto, conformemente, suggerito dal "Comitato per il controllo interno" in base alla relazione periodica del predetto responsabile nelle cui conclusioni si afferma, tra l'altro, che il sistema é "*idoneo a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo*".

---

[122] Deriva dalla scissione di GEMI e si occuperà della ricerca, sviluppo realizzazione impianti e sviluppo competenze nucleari nonché del Progetto Ambiente ed Innovazione (attualmente a riporto dell'A.D.).

[123] Nell'esercizio della funzione di *holding* industriale, la *Capogruppo* definisce anche gli obiettivi strategici del Gruppo; essa, inoltre, svolge per tutte le società controllate la funzione di tesoreria centrale, provvede alla gestione ed alla copertura dei rischi assicurativi, fornisce indirizzi ed assistenza in materia di organizzazione e relazioni industriali nonché in materia contabile, amministrativa, fiscale, legale e societaria. Inoltre *ENEL S.p.A.* risulta titolare dei contratti pluriennali di importazione di energia.

[124] Giova rammentare che E.E.E., costituita nel 2006 e finora società non operativa, ha recentemente acquisito una partecipazione nella soc. ENDESA.

6. - LA STRUTTURA ORGANIZZATIVA DELLA *CORPORATE*.

E' rimasta immutata e consta di **aree di *business***, raggruppate in *funzioni*, ciascuna delle quali riporta, funzionalmente e gerarchicamente, all' Amministratore Delegato.

E' suddivisa in: AMMINISTRAZIONE, PIANIFICAZIONE E CONTROLLO (CPA); ACQUISTI E SERVIZI (CAA); PERSONALE ED ORGANIZZAZIONE (CPO); COMUNICAZIONE (CCO); AFFARI ISTITUZIONALI E REGOLAMENTARI (CAI); LEGALE (CLE); SEGRETERIA SOCIETARIA (CSS); AUDIT (CAU); INTERNAZIONALE (CAI); INFORMATION AND COMMUNICATION TECHNOLOGY (CIT); FINANZA (CFI).

Per quanto riguarda i criteri di redazione, verifica, approvazione, diffusione e l'aggiornamento dei documenti organizzativi del *Gruppo*, l'Amministratore Delegato ha emesso la circolare n. 164 del 28 dicembre 2006.

7. - IL SISTEMA DI *CORPORATE GOVERNANCE*.

Nel rinviare ai precedenti referti per più specifiche notazioni circa i poteri e le prerogative del Presidente e dell'Amministratore Delegato nonché i compiti del Collegio Sindacale, può osservarsi che il sistema di *Corporate Governance* continua ad essere uniformato alle disposizioni del decreto legislativo n. 58 del 1998 (c.d. "*decreto Draghi*"), con i principi contenuti nella nuova edizione del "Codice di autodisciplina" delle società quotate, con le raccomandazioni formulate dalla CONSOB in materia e, più in generale, con la *best practice* internazionale.

Per il **codice di autodisciplina**[125], nella seduta del 19 dicembre 2006, il Consiglio ha recepito le nuove raccomandazioni di contenuto innovativo e, tra l'altro, ha: *a)* riconosciuto l'attribuzione della qualità di Amministratori esecutivi al Presidente ed all'Amministratore Delegato (art. 2.C.1 del "Codice"); *b)* attestato la sussistenza del requisito dell'indipendenza in capo ad alcuni amministratori non esecutivi (art. 3 del "Codice" e 147 *ter*, co.4, del T.U.F.); *c)* stabilito la cadenza almeno annuale delle riunioni riservate agli Amministratori indipendenti (art. 3.C.6 del "Codice"); *d)* approvato gli orientamenti circa il numero massimo degli incarichi in capo agli Amministratori della Società; *e)* modificato la composizione del Comitato per il controllo interno e definito le linee di indirizzo (c.d. *risk assestment*); *f)* riformulato le attribuzioni, deliberato l'approvazione dei regolamenti interni e determinato il *budget* annuo sia del "Comitato

[125] Trattasi del c.d. "**Codice Preda**" varato nel 1999, aggiornato nel luglio 2002 e, da ultimo, il 14 marzo 2006 dal Comitato per la *Corporate Governance*, costituito da "Borsa Italiana S.p.A.", avuto riguardo al mutato contesto normativo nonché alla esigenza di adattamento delle raccomandazioni alle diverse tipologie di società quotate. Il Collegio sindacale di *Enel S.p.A.* é tenuto a verificare il recepimento e l'effettiva applicazione del nuovo codice in ambito *ENEL*.

Alcune regole e criteri più significativi erano già, in parte, applicati e/o recepiti dall'*ENEL*.

per il controllo interno" sia del "Comitato per le remunerazioni"; *g)* approvato il regolamento per la disciplina delle operazioni poste in essere da *ENEL* S.p.A. con parti correlate[126]; *h)* riconosciuto al Collegio Sindacale taluni compiti essenziali; ecc..

Per il **modello organizzativo e gestionale** (parte generale e parte speciale *A* e *B*, previste dal d. lgs. 8.6.2001, n. 231 (come modificato col d. lgs. n. 61 del 2002), per il **codice etico**" d'impresa[127] (aggiornato nel 2004), per il "**Regolamento interno concernente le procedure ed i controlli per l'informativa societaria**" ("*disclosure controls and procedures*") nonché per il ***"dealing code"*** (codice di comportamento) si rinvia alla precedente relazione (v. paragrafo 7).

Si segnala, tra l'altro, la circolare n. 165 del 29 dicembre 2006 con cui l' A.D. ha definito, per tutto il *Gruppo Enel*, il processo di valutazione del sistema di controllo sull'informativa societaria.

Per effetto delle nuove disposizioni[128] in materia di ***internal dealing***, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato che dal 1° aprile 2006 venga a cessare l'applicazione delle disposizioni contenute nel *Dealing Code* del Gruppo. Resta il divieto a carico dei soggetti rilevanti di compiere operazioni su strumenti finanziari soggette alla disciplina dell'*internal dealing* durante alcuni periodi (c.d. *blocking periods*) e l'A.D. individua (e costantemente aggiorna) l'elenco dei dirigenti dell'*ENEL S.P.A.* destinati a ricoprire il ruolo di "soggetti rilevanti"[129].

Nel rispetto del proprio Codice etico nonché degli impegni sottoscritti aderendo al *Global Compact*[130] il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 15 giugno 2006, ha approvato l'adozione del "**piano tolleranza zero alla corruzione**" (TZC) che richiede - non solo al proprio personale ma anche a tutti gli altri *stakeholder* - onestà, trasparenza e correttezza nello svolgimento delle attività lavorative.

---

[126] Si segnala, in proposito, da ultimo, la procedura organizzativa n. 100 del 22 novembre 2007 che ha disciplinato il processo di identificazione, approvazione ed esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da *ENEL S.P.A.*, direttamente ovvero per mezzo di società controllate.

[127] Nel **codice etico** sono espressi gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, assunti da amministratori e/o dipendenti di tutte le società del Gruppo, su standard improntati a trasparenza e correttezza. Sono pervenute nel 2005 complessivamente 28 segnalazioni (43 nel 2004) da parte di dipendenti e clienti; sono state accertate 2 violazioni (rispetto alle 13 del 2004).

[128] Combinato disposto dell'art. 144, co. 7, del T.U.F. nonché della normativa secondaria CONSOB.

[129] L'A.D. ha provveduto con determinazione del 29 marzo 2006. "Soggetti rilevanti" sono, ora, soltanto i Componenti del Consiglio di Amministrazione, i Sindaci effettivi e il Direttore generale di *ENEL S.P.A*, il Ministero dell'Economia e delle Finanze e la Cassa DD. PP. (quali unici azionisti al momento in possesso di oltre il 10% del capitale della Capogruppo) nonché altre tipologie di soggetti definiti "persone strettamente legate ai soggetti rilevanti".

[130] Programma anticorruzione promosso dalle Nazioni Unite, nel luglio 2000, finalizzato alla collaborazione delle imprese mediante l'adesione a principi universali nelle aree dei diritti umani, della tutela del lavoro e della salvaguardia ambientale.

* * *

La **revisione contabile e di certificazione** dei bilanci dell' *ENEL S.P.A.* nonché delle altre società controllate del *Gruppo* (assoggettate a revisione contabile "obbligatoria" in base al T.U.F.) è affidata - a seguito della proroga[131] dell'incarico conferita dall'Assemblea per gli esercizi 2008, 2009 e 2010, previo parere del Collegio sindacale - alla stessa società specializzata, iscritta all'albo CONSOB, già nominata per il triennio precedente 2005/7. Ad essa, inoltre, è affidato l'incarico (iniziato nel 2006 e tuttora in corso) relativo al progetto *S.O.A.*[132] di valutazione del sistema di controllo interno.

Il ***compenso*** per lo svolgimento di detta attività di revisione è stato fissato, rispettivamente, in annui lordi[133] euro 230.400,00 per il 2008, 246.400,00 per il 2009 e 262.400,00 per il 2010 e si conforma ai criteri della comunicazione CONSOB n. 96003556 del 18.4.1996. La società di revisione svolge ulteriori prestazioni aggiuntive[134] sicché il compenso a.l. che complessivamente sarà corrisposto ammonterà ad euro: 7,6 milioni per il 2008; 7,3 per il 2009 e 7,6 per il 2010.

Altro incarico di revisione dei costi sostenuti per l'acquisto dei diritti di emissione CO2, le è stato affidato dal Comitato per il controllo interno (riunione del 26 luglio 2007) al costo complessivo di euro 12.463,00.

Per tutte le società controllate di maggiori dimensioni del *Gruppo*, la durata complessiva degli incarichi in corso di revisione contabile "obbligatoria" (in base alle

---

[131] In base all'art. 159 del d. lgs. 29.12.2006 n. 303 (correttivo della c.d. legge sulla tutela del risparmio n. 262 del 2005).

[132] *Sarbanes Oxley Act*. Trattasi di legge che introduce varie regole di *corporate governance* per attestare, sopra tutto, l'efficacia del sistema di controllo interno e conferire certezza ed affidabilità all'informativa di mercato sull'andamento della Società nonché promuovere la correttezza di coloro i quali (amministratori, consulenti, controllori) operano nei mercati finanziari.

[133] Escluse le spese vive (stabilite in misura del *10%* del costo) e gli altri oneri accessori. I compensi sono soggetti ad aggiornamenti annuali, in applicazione degli indici ISTAT del costo della vita, nonché alla variabilità prevista dalla citata comunicazione CONSOB "*al verificarsi di circostanze eccezionali e/o imprevedibili*".

[134] Si tratta delle seguenti attività:

1. *Annual Report on Form 20F*, previsto dalla normativa statunitense (importo di euro 78.000 per l'anno 2008, 89.400 per l'anno 2009 e 100.800 per l'anno 2010);
2. *Report Kanto*, informativa prevista dalla normativa giapponese (importo annuo di 122.700 euro per il 2008, 125.800 per l'anno 2009 e 128.900 per l'anno 2010);
3. *Attestazioni fiscali*, riferite ad Enel s.p.a. ed a 20 società del Gruppo per il 2008, 2009 e 2010 (corrispettivi pari, rispettivamente, ad euro 61.000, 62.600 e 64.300);
4. *Acconti su dividendo*, parere ex *art. 2433-bis c.c.* (93.700 euro, per ciascun anno 2008 e 2009, e 98.400 per l'anno 2010);
5. *Sarbanes Oxley Act – Sistema dei controlli interni* (per il 2007: euro 3.093.500; per il 2008: euro 2.701.800; per il 2009: euro 2.162.710; per il 2010: euro 2.216.705);
6. *Revisione contabile unbundling*, in base alle delibere 310 e 311 dell'AAEG, riferita alla seguenti società: *Enel Produzione s.p.a., Enel Trade s.p.a., Enel Distribuzione s.p.a., Enel Energia s.p.a., Enel Gas s.p.a., Enel Rete Gas s.p.a.*. Per queste attività, gli importi previsti sono, rispettivamente, di euro 338.400, 361.900 e 385.400;
7. *Revisione contabile società del Gruppo Enel italiane ed estere* (**8** società italiane che rivestono significativa importanza ai fini del consolidamento e che - secondo l'art. 165 del D.Lgs. n. 58 del 1998 - risultano assoggettate alla revisione contabile: *Enel Produzione, Enel Trade, Enel Distribuzione, Enel Energia, Enel Rete Gas, Enelpower, Enel Servizi, Enel Factor*; **11** società italiane che sebbene non rivestano una significativa rilevanza ai fini del consolidamento ma opportunamente assoggettate a controllo contabile da parte di KPMG s.p.a. ai sensi dell'art. 2409/*bis* c.c.; **37** società estere di cui 6 (*Enel Viesgo Generation SL, Enel Finance International, Enel Ireland Finance Ltd, Slovenske Elektrarne SE, Enel Investement Holding BV* ed *Enel North America*) aventi rilevanza significativa ai fini del consolidamento ai sensi dell'art. 165 del D.Lgs. n. 58 del 1998.

disposizioni del T.U.F.) è stata adeguata dall'Assemblea[135] al nuovo limite inderogabile di 9 esercizi - fissato dal decreto legislativo 29 dicembre 2006, n. 303 - sì da essere prorogata per gli esercizi 2008, 2009 e 2010 su parere favorevole del Collegio Sindacale.

La delibera CONSOB n. 15665 del 6 dicembre 2006 ha stabilito che, sui bilanci che si chiuderanno dal 31 dicembre 2006, le società di revisione devono adottare - oltre a quelli già raccomandati – anche i principi di r.c. emanati dal Consiglio nazionale dei dottori commercialisti e dal Consiglio nazionale dei ragionieri e dei periti commerciali (documenti 200, 240, 300, 315, 330, 500 e 520) e seguite le procedure di revisione di cui alla lettera A) del documento n. 600.

Come già evidenziato nello scorso referto, si richiama nuovamente l'attenzione sulle limitazioni introdotte dalla legge 28 dicembre 2005, n. 262 anche in materia di incarichi *aggiuntivi* a favore della Società incaricata della revisione.

7.1 – GLI ORGANI STATUTARI.

Nel rinviare alla precedente relazione (v. par. 7.1 delle relazioni per il 2004 e il 2005), rappresenta la Corte che il Consiglio di Amministrazione, nel rispetto del "*Codice di autodisciplina*" e della definizione contenuta nell'art. 2 di esso, ha preso atto (8 marzo 2006) del ruolo "non esecutivo" rivestito da tutti i Consiglieri - fatta eccezione per l'Amministratore Delegato, in considerazione del vigente assetto dei poteri in ambito aziendale – e, altresì, attestato la sussistenza del requisito dell'indipendenza in capo ai medesimi (art. 3.2 del *Codice* ed art. 147 *ter* del Testo Unico della Finanza).

Per l'esercizio 2006, le ***riunioni*** del Consiglio – composto da nove membri, tutti indipendenti ad eccezione dell'Amministratore Delegato - sono state 16[136]: in molti casi gli argomenti all' ordine del giorno hanno riguardato informative su operazioni e/o attività già in corso ovvero da intraprendere.

Il "*Regolamento per la gestione ed il trattamento delle informazioni riservate*" [137] preserva la segretezza delle riunioni stesse e fissa le procedure da seguire per la divulgazione all'esterno di argomenti ed informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento a quelle "*price sensitive*". Sono state, inoltre, poste in essere le condizioni per la correttezza procedurale e sostanziale delle operazioni effettuate con

---

[135] Il Consiglio di Amministrazione si era espresso in tal senso nella riunione del 6 marzo 2007.

[136] Nel 2002 = *18* sedute; nel 2003= *19* sedute; nel 2004 = *21* sedute; nel 2005 = *21* sedute.

[137] Adottato dal 2000 ed aggiornato dal Consiglio nella riunione del 22 marzo 2006.

"parti correlate" [138].

In aderenza a *best practice* internazionali sulla *governance*, è stata presentata[139] da una società (che, in precedenza, aveva già svolto analogo incarico) la relazione finale circa l'analisi e la conseguente valutazione del funzionamento (*board review*) del Consiglio di Amministrazione per il 2006: per detta indagine, è stato corrisposto il corrispettivo di complessivi 93.500 euro. L'iniziativa è stata rinnovata anche per il 2007[140].

Nel Consiglio funzionano il **Comitato per le remunerazioni** (composto da Amministratori non esecutivi ed indipendenti[141] che si riuniscono periodicamente) ed il **Comitato per il controllo interno** la cui composizione è stata variata nel dicembre 2006, limitandola solo ad Amministratori non esecutivi ed indipendenti[142]. A quest'ultimo - riunitosi periodicamente, avvalendosi del supporto di diverse strutture aziendali interessate o coinvolte nel controllo - si deve la relazione periodica[143] e la predisposizione del ***"bilancio di sostenibilità"*** ossia il rapporto annuale delle attività realizzate e dei risultati raggiunti in termini di responsabilità economica, sociale e ambientale (in Italia e all'estero), che rappresenta lo strumento essenziale per la comunicazione della *Corporate* poiché fa riferimento ai principi *standard,* nazionali ed internazionali, sullo sviluppo economico sostenibile[144]. Secondo quanto riferito dal Presidente della Società all'Assemblea dei soci del 25 maggio 2007, la rivista "Fortune" ha classificato l'*ENEL* al sesto posto nel mondo per la sostenibilità e tra le prime 50 per il bilancio di sostenibilità.

Appositi regolamenti organizzativi (introdotti il 19 dicembre 2006) hanno definito le modalità di esercizio delle attività nonché le funzioni consultive e propositive - per adeguarle al nuovo "Codice di autodisciplina" - su tutti i temi relativi al sistema di controllo interno ed alla revisione contabile. Il Comitato per il controllo interno ha svolto una complessa attività di monitoraggio, vigilanza, supervisione ed aggiornamento delle varie funzioni (es. *internal auditing*) e/o progetti (es. S.O.A.), curando i rapporti con la Società di revisione; ha elaborato una speciale procedura per l'affidamento di incarichi a

---

[138] In base alla delibera CONSOB n. 14.990 del 14.4.2005, sono individuate: nell' A.U., nel GRTN e nella Soc. T.E.R.NA.

[139] Riunione C. d. A. del 1° febbraio 2007.

[140] Riunione C. d. A. del 10 ottobre 2007.

[141] Il requisito dell'indipendenza è stato verificato ed attestato dal Consiglio, da ultimo, nel marzo 2006 (in conformità alle recenti modifiche apportate dal Testo Unico della Finanza): è finalizzato, in particolare, ad assicurare l'adeguato contemperamento degli interessi di tutte le componenti azionarie.

[142] Tre membri . Il Presidente dell'*ENEL* presenzia alle riunioni (come espressamente previsto dal regolamento del Comitato) cui interviene il Presidente del Collegio Sindacale, il quale svolge anche le funzioni di *Audit Commette* ai sensi del S.O.A.; quali osservatori, possono parteciparvi anche altri Consiglieri di Amministrazione.

[143] L'ultima è stata presentata al Consiglio nella riunione del 29 novembre 2007.

[144] L'*ENEL* ha realizzato anche un apposito sito contenente tutti gli elementi utili agli analisti dei fondi etici ed alle agenzie di *rating* etico e strumenti interattivi per poter consentire agli *stakeholders* individuali di dialogare circa le strategie di sostenibilità.

parti correlate agli amministratori fermo restando che la valutazione di essi sul requisito dell'indipendenza è a carico del Consiglio di Amministrazione.

* * *

Ciascun Comitato fruisce un *budget* annuo di euro 50.000, salvo integrazioni mediante specifica deroga concessa dal Consiglio di Amministrazione.

* * *

Il **Collegio sindacale** – composto di tre membri, dei quali uno in rappresentanza delle minoranze – alla scadenza, è stato rinnovato per il triennio 2007/2009 dall'Assemblea del 2007, mediante voto di lista e col Presidente nominato tra i sindaci eletti dalla minoranza[145]; nella stessa occasione è stata elevata ad a.l. euro 75.000 (per il Presidente) e 65.000 (per gli altri Sindaci effettivi) la retribuzione dei membri effettivi, oltre al rimborso delle spese di viaggio e soggiorno debitamente documentate.

Previa accettazione dell'incarico e previo deposito della dichiarazione di inesistenza di cause di ineleggibilità ed incompatibilità, ecc. (art. 14.3 dello Statuto sociale in materia di "voto di lista") , la nomina dei nuovi componenti è stata iscritta nel registro delle imprese. Contestualmente, il Consiglio di Amministrazione ha accertato la sussistenza dei requisiti di onorabilità e professionalità (in conformità a quanto prescritto dall'art. 3 del D.M. della Giustizia 30.3.2000, n. 162) e riconosciuto ai medesimi - nella veste di *Audit Committee,* in base alla normativa U.S.A. del "*Sarbanes Oxley Act*" [146] - la qualifica di *financial expert* e le relative attribuzioni spettanti [147]; il Collegio ha accettato, nei limiti di quanto consentito dalla legislazione italiana, "ai soli fini ed ai sensi della normativa statunitense applicabile" e sta seguendo lo stato del progetto S.O.A. circa il perimetro dei controlli da testare, l'avanzamento delle attività svolte e degli esiti (positivi o negativi), i risultati emersi, la valutazione delle carenze identificate del sistema di controllo, ecc.

Il predetto organo ha, inoltre, proceduto alla verifica dei requisiti di indipendenza in capo ai propri componenti - prevista dall'art. 148, co. 3, del T.U.F. e dall'art. 3 del "Codice di Autodisciplina" – e ritenuto corretta l'applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio di Amministrazione in capo a ciascuno degli amministratori non esecutivi (verbale del 27 marzo 2007).

Oltre alla verifica dei requisiti e dei criteri adottati dal C.d.A. sull'indipendenza degli Amministratori, al Collegio sono state conferite[148] apposite attribuzioni consistenti, tra l'altro: nel vigilare sull'indipendenza della Società di revisione verificando sia il rispetto delle disposizioni normative in materia sia la natura e l'entità dei servizi diversi

---

[145] Art. 148, co. 2 *bis*, del T.U.F.

[146] V. note 5 e 127.

[147] Tra le attribuzioni, già fissate col "Regolamento di competenze", figurano: la supervisione sull'operato della società di revisione nonché sulle procedure aziendali che regolano la presentazione di esposti sulle pratiche contabili ed il sistema del controllo interno.

[148] C.d.A. del 19 dicembre 2006.

dal controllo contabile prestati ad *ENEL S.P.A.*; nel potere di chiedere, collegialmente o individualmente, alla funzione *Audit* lo svolgimento di verifiche su aree operative e/o su operazioni aziendali; nel potere di scambiare tempestivamente con il Comitato di controllo interno le informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti.

Le 16 ***riunioni*** del 2006 si sono svolte, sostanzialmente, con la stessa frequenza del passato[149].

Il Collegio ha esercitato i ***poteri/doveri*** di cui agli artt. 2043 ss. del codice civile: oltre ad esprimere pareri di vario contenuto, ha partecipato a tutte le adunanze del Consiglio di amministrazione ed alle riunioni del Comitato per il controllo interno; ha seguito l'andamento gestionale della Società vigilando sull'osservanza della legge e dello Statuto, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa, sulle funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento dell'assetto industriale (es. cessione di talune partecipazioni del settore del gas e della generazione), Ha, altresì, acquisito conoscenza e vigilato sull'idoneità della struttura organizzativa della Società ritenuta in linea con la rifocalizzazione sul *core business* dell'energia e del gas. Inoltre: ha avuto periodici incontri con i rappresentanti della società di revisione e con i dirigenti responsabili delle varie aree funzionali di *ENEL S.p.A.* nel corso dei quali sono stati esaminati ed approfonditi, per quanto di competenza, i principali temi della gestione societaria; ha esaminato le relazioni trimestrali nonché i rapporti elaborati dall'unità di *Audit*; ha valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno ed amministrativo/contabile; ha sentito i componenti del Comitato delle remunerazioni (anche per il "piano di *stock option*" e per il "*Long Term Incentive Plan*" (LTIP)[150] ed ha approfondito molte questioni di rilievo economico, finanziario e patrimoniale, effettuate da *ENEL S.p.A.* e dalle Società del Gruppo, tra cui l'esame delle informazioni, richieste dalla CONSOB aventi ad oggetto il controllo espletato dal Collegio stesso per il bilancio d'esercizio 2006 della Società.

Non sono stati rilevati fatti censurabili, omissioni e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione agli organi di controllo ovvero menzione nella relazione all'Assemblea dei soci.

7.2 – I COMPENSI.

L'ammontare dei **compensi** corrisposti agli organi dell' *ENEL S.p.A.*- analiticamente e singolarmente riportati nella nota integrativa al bilancio - per gli

---

[149] 20 nel 2002, 17 nel 2003, 19 nel 2004 e 18 nel 2005.

[150] Trattasi di strumento di incentivazione (aggiuntivo e differenziato rispetto all' MBO ed ai piani di "*stock option*") destinato a: individuare obiettivi più sfidanti rispetto a quelli previsti dal "Piano industriale"; puntare sulla realizzazione di risultati di lungo periodo, tali da fidelizzare il management per un più ampio arco di tempo; essere applicato, su base volontaria, ad un numero limitato di *top managers*, nonché ai vertici societari; a far assumere ai destinatari un rischio, per il fatto che i medesimi vengono a "mettere in gioco" tutto o parte dell' MBO già maturato; a realizzare, in futuro, il superamento dei piani di "*stock option*".

incarichi dai medesimi ricoperti nella *Capogruppo* e nelle società controllate, è desumibile dal prospetto n. 12.

E' palese il decremento del totale generale rispetto all'esercizio precedente in cui fu, peraltro, sostenuto l'esborso straordinario in favore dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale cessato dalla carica.

Nel **2005** - oltre all'emolumento per la carica di euro 700.755 - il compenso percepito dal ***Presidente*** comprendeva anche euro: 11.050 per polizza assicurativa; 585.998 complessivi riguardanti sia la parte variabile dell'emolumento relativa agli esercizi 2004 e 2005 (deliberata ed erogata nel corso del 2005) sia il *bonus* di euro 200.000 per la positiva definizione dell'operazione di cessione di *Wind* a *Weather*; 2.640.000 quale emolumento determinato in base al piano di *stock option* riferito ai tre anni del mandato 2002/2005, soggetto a tassazione ordinaria.

prospetto n. 12 (importi a.l. in migliaia di euro)

COMPENSI agli ORGANI di *Enel S.p.A* (1)		**2006**	**2005**
Amministratori *cessati*:			
- Amministratore Delegato/Direttore Generale			9.479
- Consiglieri			122
	Totale A		***9.601***
Amministratori in carica:			
- Presidente		748	3.938
- Amministratore Delegato/Direttore Generale		1.302	1.683
- Consiglieri		824	608
	Totale B	***2.874***	***6.229***
Collegio Sindacale *cessati:*			
- Presidente			***36***
	Totale C		***36***
Collegio Sindacale in carica:			
- Presidente		85	49
- Sindaci (2)		141	150
	Totale D	***226***	***199***
Dirigenti con responsabilità strategiche (3)	***Totale E***	***7.428***	----
	Totale generale (A+B+C+D)	***10.528***	***16.065***
	variazione %	*-34,47*	*202*

(1) Fonte *ENEL*: nota integrativa al bilancio di esercizio di *ENEL S.P.A.* al 31/12/2006.
(2) Tranne il compenso per i gettoni di presenza, tutto l'emolumento corrisposto al Sindaco designato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze è stato versato al predetto Dicastero ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Funzione Pubblica, datata 1° marzo 2000.
(3) Dato non calcolato per il 2005.
Nell' esercizio 2006, hanno rivestito la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche 15 posizioni dirigenziali (tra direttori di funzione, di divisione e responsabili di area).

L' ***Amministratore Delegato/Direttore Generale***, invece, oltre all'emolumento di euro 350.000 per la carica – periodo maggio/dicembre 2005 - aveva percepito euro: 350.000 quale parte variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2005 (deliberata ed erogata nel corso del 2005); 982.959 complessivi quale parte fissa e variabile per la carica di direttore generale nel 2005, *bonus* riconosciuto in concomitanza con l'esercizio

di *stock option* successivamente alla nomina ad A.D. da riferire alla carica di D.G. svolta fino al 20 giugno 2005.

Nel **2006** non vi sono state variazioni nel trattamento retributivo e normativo annuo da corrispondere al Presidente (parte fissa = a.l. euro 735,764,00 più euro1.779,68 per polizza assicurativa) nonché all' Amministratore Delegato/Direttore Generale (parte fissa = a.l. euro 1.300 mila complessivi di cui euro 600 mila quale A.D. ed euro 701.678,52 per "altri compensi" ossia per la carica di Direttore Generale per il 2006).

Inoltre, considerato il conseguimento degli obiettivi quantitativi e qualitativi assegnati per l'anno 2006[151], il C.d.A. (su motivata proposta del Comitato per le remunerazioni, tenuto conto del parere della "Funzione Audit") ha deliberato il 9 maggio 2007 di riconoscere a titolo di **emolumento variabile** la maggiorazione della retribuzione annua lorda - percepita nell'anno 2006 - nella misura del *30%* al PRESIDENTE (pari ad euro 210.000) e del *100%* all' AMMINISTRATORE DELEGATO (pari ad euro 1.300 mila). Detto emolumento variabile, essendo stato corrisposto nel 2007 non figura nel sottostante prospetto.

Quanto alle "***stock option***" assegnate al Presidente ed all'Amministratore Delegato, si rinvia al precedente paragrafo 4.

* * *

Per il buon esito dell'operazione "*Slovenske electrarne*" – ritenuta di carattere straordinario e di significativo valore aggiunto per l'*ENEL*, in termini di importanza e dimensioni - il "Comitato per le remunerazioni" ha proposto al Consiglio, che ha deliberato favorevolmente (riunione dell' 11 maggio 2006), l'attribuzione di un ***bonus*** nella misura di euro 500 mila in favore dell'Amministratore Delegato e 200 mila in favore del Presidente.

Con una nota del 26 luglio 2006, il Presidente di detto Comitato aveva reso noti al Collegio Sindacale i criteri generali di individuazione delle operazioni per le quali si ritiene che possa essere erogato un *bonus* in favore dei vertici societari e le motivazioni concrete prese in considerazione dal Comitato stesso nel proporre l'erogazione del *bonus* per l'operazione in questione; il Collegio ha comunicato al Consiglio in data 25 maggio 2007 – a distanza di un anno - parere[152] favorevole facendo riferimento alle considerazioni, valutazioni e motivazioni complessivamente espresse nel proprio verbale n. 210 del 9 maggio 2007[153]. Il compenso è stato, pertanto, percepito nel 2007.

---

[151] Per l'anno **2006**, gli obiettivi per l'attribuzione della parte variabile al vertice societario furono assegnati dal C.d.A., nella riunione dell' 11 maggio 2006, su proposta del Comitato per le remunerazioni.
Per il **2007**, ciò è avvenuto nella riunione del 9 maggio 2007.

[152] In base all' art. 2389, co. 3, c.c.

[153] In detto verbale si legge, tra l'altro: "" Il Collegio rileva che: (i) il *bonus* in questione è stato da ultimo adeguatamente collocato nell'ambito delle "determinazioni quadro" approvate a suo tempo dal C.d.A. (cfr. il

Il Magistrato della Corte dei conti, nella circostanza, ha ancora una volta richiamato l'attenzione *"non tanto sul caso specifico quanto, piuttosto, sulla problematica generale (...), a suo tempo, prospettata riguardo al riconoscimento di misure del genere"* ossia sull'esigenza che vengano definiti, in modo obiettivo e preventivo, i criteri in base ai quali si perviene – rispetto a quanto previsto nel trattamento ordinario (fisso e variabile) - all'attribuzione di eventuali ed ulteriori gratificazioni economiche nei confronti dei soggetti i quali operano per la Società; ciò allo scopo non solo di individuare esattamente le attività destinate ad essere remunerate in via ordinaria (rispetto a quelle, invece, di diversa natura tali da giustificare la corresponsione di *bonus*) ma anche di evitare comprensibili ripercussioni di immagine sugli azionisti e sull'opinione pubblica. Il Presidente del "Comitato retribuzioni" ha assicurato, in quella stessa sede, che si è tenuto conto di detti suggerimenti e la adesione ad essi per la formulazione di eventuali, future proposte di attribuzioni di simili riconoscimenti.

Nel prendere atto di ciò, la Sezione ribadisce pur sempre le osservazioni, ispirate a prudenza e congruità, già espresse nel referto 2004 (*cfr.* par. 7.2) per situazioni, pressoché, analoghe (collocamento 3^ *tranche* di azioni ed operazione *Wind*).

* * *

Agli *amministratori* delle società direttamente controllate dall'*ENEL* S.p.A. sono stati confermati[154] i compensi annuali di euro 25.000,00 solo per i Consiglieri di *Enel Produzione S.p.A., Enel Distribuzione S.p.A., Enel Energia* e – questa volta - anche *Enel Trade.*

Per i Consiglieri di amministrazione di tutte le altre società del *Gruppo* il compenso annuale è rimasto fisso nella misura di euro 20.000,00.

In attuazione del principio vigente in Azienda, i dirigenti in servizio chiamati ad assumere la carica (di Consiglieri di amministrazione nonché di Presidenti ovvero Amministratori Delegati delle controllate) hanno l'obbligo di rinunciare ai compensi deliberati in loro favore dalle predette società.

Ai *Sindaci* delle controllate è stato applicato il minimo delle tariffe professionali dei dottori commercialisti, con la previsione altresì di un *plafond* massimo annuo di euro 40.000 per ciascun Presidente e 30.000 per ciascun sindaco effettivo.

In sede di aggiornamento e/o rinnovo dei Consigli di Amministrazione e dei Collegi Sindacali di tutte le società controllate (in totale 18) e partecipate, gli incarichi *pro capite* sono stati mantenuti ad un livello lievemente inferiore, rispetto al passato, come la Corte aveva raccomandato: livello che, tuttavia, appare ancora elevato sopra tutto quando

verbale n. 200 del Collegio); (ii) non è stato previsto alcun automatismo in ordine all'eventuale corresponsione di *bonus* al ricorrere di circostanze analoghe. Ogni futura decisione in tal senso è rimessa, di volta in volta, al prudente apprezzamento del Comitato Remunerazioni, alla relativa delibera del C.d.A. e al prescritto parere del Collegio Sindacale; (iii) si è fin d'ora escluso che l'operazione ENDESA in Spagna possa comportare il riconoscimento di un *bonus* analogo a quello qui oggetto di parere"".

[154] C.d.A., riunione del 6 marzo 2007.

comprende incarichi esecutivi (si cita il numero massimo, in capo ad un medesimo soggetto, di ben 16 incarichi esecutivi).

* * *

Circa le retribuzioni dei vertici societari di aziende soggette a controllo pubblico è in corso una **indagine** della Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma che, con provvedimento del 5 dicembre 2006, ha chiesto anche all'*ENEL S.P.A.* l'esibizione della documentazione relativa alla determinazione dei compensi (ed eventuali somme elargite a titolo di liquidazione) corrisposti al Presidente ed all'Amministrazione Delegato per gli anni 2005 e 2006.

8. - LE ATTIVITA' DEL *GRUPPO ENEL*.

Le **attività** – che danno esecuzione ai *piani industriali* tempestivamente presentati ed approvati, dopo ampia ed articolata discussione, dal Consiglio di Amministrazione – vanno sempre più concentrandosi, come si è avuto modo di riferire innanzi, nel *core business*[155] ossia nella:

- produzione (da fonte convenzionale, rinnovabile e da termodistruzione), distribuzione e vendita di *energia elettrica* cui si affianca l'importazione dall'estero;
- distribuzione e vendita di *gas*.

Pur se il sistema va caratterizzandosi su sempre maggiore concorrenza, l' *ENEL* rappresenta ancora l'operatore prevalente sul mercato. Non si è ancora pervenuti all'auspicato ribasso dei prezzi e, rispetto alla media UE, si registra pur sempre un maggior costo dell'energia (fino al 50% in più per le famiglie e dal 33% al 46% per le imprese, in base all'ampiezza del consumo) dovuto ai ben noti combinati fattori dell'insufficiente competizione nel mercato e della elevata dipendenza dal "caro greggio" nonché al carico fiscale del prezzo del gas.

Va dato atto, comunque, che la Società persegue nello sforzo sia di costruire un sistema elettrico sicuro, economico ed efficiente per lo sviluppo del Paese - mediante l'adozione delle più moderne tecnologie di cattura delle emissioni[156], la maggiore efficienza degli impianti e la riduzione di disomogeneità di dislocazione tra aree di produzione ed aree di consumo – sia di assicurare più competitività proseguendo nella strategia di sviluppo e diversificazione delle fonti primarie: specialmente quelle

---

[155] Ad esse si affiancano, con sempre minore rilevanza: la fornitura di servizi informatici, il *"contracting"* internazionale (realizzazione di impianti all'estero); il *"trading"* internazionale di combustibile; la manutenzione di reti; la costruzione di impianti di co-generazione e l'attività di ricerca nonché di *"venture capital"* (con investimenti in tecnologie ritenute utili per lo sviluppo dei business sopra elencati). Si menzionano, inoltre, talune attività immobiliari e di *facility management*, quelle di amministrazione (paghe e contributi) nonché di formazione professionale del personale.

[156] Sopra tutto il carbone - non solo ritenuto più conveniente, rispetto ad altre fonti, ma compatibile anche con le più severe norme ambientali che entreranno in vigore nel 2008 - le cui riserve sono stimate di gran lunga superiori a quelle degli idrocarburi.

rinnovabili[157] da considerare virtualmente inesauribili quali energia solare[158], idroelettrica, eolica[159], energia da rifiuti e da biogas, geotermia[160] e biomasse.

Particolare attenzione è dedicata al settore "*competitivo*"[161] della **ricerca** in cui opera la "CESI s.p.a." – partecipata dall' *ENEL* con la quota del *25,92%* - che si dedica a progetti concernenti il governo del sistema elettrico italiano, produzione e fonti energetiche, trasmissione e distribuzione nonché usi finali. A causa di difficoltà finanziarie per il mancato versamento dei contributi alla *CESI ricerca s.p.a.*, da parte del "Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca per il funzionamento del sistema elettrico nazionale", l' *ENEL* – insieme ad altri soci – ha deliberato[162] di supportare la sosictà per assicurare, in tal modo, l'erogazione dei finanziamenti da restituire una volta che detti contributi saranno stati riscossi.

Il restante ramo di azienda è finalizzato a soddisfare le esigenze delle società del *Gruppo* mediante l'approfondimento dei diversi aspetti della generazione di energia elettrica (tra cui, prove e certificazione di materiali, verifiche sperimentali, collaudi di impianti, ecc.).

Dal "rapporto agli *stakeholders* 2005/2006" si desume che le spese per la ricerca si aggirano sui 20 milioni di euro ed il personale che vi si dedica ammonta a 155 unità. Significativo riconoscimento è la scelta dell'*ENEL,* insieme alla Facoltà di Ingegneria dell'Università` di Pisa, per ospitare dalla seconda metà del corrente anno la sede dell'*International flame research foundation* (IFRF) dedicata alla generazione termica pulita.

* * *

Nell' esercizio in esame, vanno segnalate le seguenti operazioni:

---

[157] E' da rammentare in proposito che il ricorso ad esse, in Italia, trova sostegno per effetto di apposite misure di incentivazione (provvedimenti CIP 6 e "certificati verdi") senza le quali gli investimenti nel settore risulterebbero in perdita. In particolare, gli investimenti nella produzione di "certificati verdi", sono stati destinati fino al 2005 solo alla copertura dei fabbisogni interni e, per il periodo successivo, anche per la cessione in favore di operatori terzi.

[158] Si segnala l'accordo, nell'aprile 2006, tra un Gruppo bancario ed ENEL.SI che dà la possibilità, a famiglie ed imprese, di ottenere finanziamenti per l'acquisto nonché l'installazione di impianti fotovoltaici (offerta denominata *welcome energy*).

[159] A fine **2006**, la Società possedeva in Italia 19 centrali eoliche in esercizio, di cui quasi il *50%* realizzato nel biennio 2003/2004, e ne aveva altre 3 in costruzione.

In Italia l'eolico fornisce lo *0,5%* di energia; in Danimarca il *20%*, in Germania il *6,5%* ed in Spagna il *6%*.

[160] Nel settore dell'energia geotermica l'*ENEL* è leader a livello mondiale e la produzione ammonta a circa 5 miliardi di KWh all'anno. In Italia gli impianti geotermici in esercizio al 31 dicembre 2006 erano 31 (una unità in meno rispetto al 2005); nella Toscana, in particolare, circa il *25%* del fabbisogno è fornito dalla geotermia di Larderello.

[161] L'attività di ricerca competitiva è effettuata nell'ambito della Divisione GEMI e si svolge in due centri (Pisa e Brindisi), due aree sperimentali (a Livorno e a Castelnuovo Val di Cecina, in Toscana), numerose stazioni di prova, laboratori e rete di collaborazioni con i maggiori centri di ricerca a livello internazionale.

[162] Riunione del 25 maggio 2007.

A) per le acquisizioni:

1 il 28/4/2006, in ottemperanza al contratto siglato il 17/11/2005, è stato rilevato il 66% del capitale di *Slovenske elektrárne* AS;

2 il 14/6/2006 *ENEL* ha acquisito una ulteriore quota della partecipazione in Maritza East III Power Holding e della partecipazione in Maritza O&M Holding Netherlands BV;

3 il 21/6/2006, in esecuzione del "*Memorandum of Understanding*" (MoU) siglato il 2/3/2006, è stata perfezionata l'acquisizione attraverso la controllata *Enel Investment Holding BV* della partecipazione del *49,5%* nel capitale di *Rusnergosbyt* (RES), *trader* russo di energia elettrica. Alla fine di ottobre 2007 – tenuto conto dell'elevato valore offerto da altra società - l' *ENEL* ha rinunciato al proprio diritto di prelazione sulla restante quota del *50,5%* posseduta dalla "Energy Bridge BV";

4 il 26/9/2006, mediante la controllata *Enel North America*, la Società italiana ha acquistato la partecipazione del *45%* nel capitale dell'operatore eolico statunitense *TradeWind Energy* LLC;

5 a seguito dell'accordo sottoscritto il 4/10/2006, è stato rilevato un ulteriore *25%* di *Enelco*;

B) per le cessioni:

6 l'8/2/2006, *ENEL* e *Weather*, hanno completato gli adempimenti per la seconda e ultima fase della cessione di *Wind*;

7 il 21 dicembre 2006 *ENEL* ha ceduto (corrispettivo di 1.962 milioni di euro) la partecipazione del 26,1% in *Weather*, ottenuta attraverso lo scambio azionario *Wind*-Weather;

8 l'8/2/2006, è stata ceduto da *ENEL* il *100%* del capitale sociale di *Carbones Colombianos del Cerrejon*;

9 il 30/5/2006 è stato perfezionato il trasferimento ad Unión Fenosa del 30% di *Enel Unión Fenosa Renovables* (Eufer);

10 il 27/6/2006 *ENEL* ed *Hera* hanno firmato il contratto definitivo per l'acquisto, da parte di quest'ultima, delle attività di distribuzione e vendita di energia elettrica di 18 comuni della Provincia di Modena;

C) altri rilevanti episodi:

11 l'accordo di *partnership* in Turchia siglato il 4/12/2006 con *Enka*;

12 l'acquisto di 195 aerogeneratori con la società spagnola Gamesa (19/12/2006);

13 l'accordo (15/11/2006) con Sonatrach per la fornitura di 2 miliardi di metri cubi di gas l'anno, attraverso il gasdotto in costruzione "Galsi";

14 la firma (4/10/2006) del "*Memorandum of understanding*" con N.E.K. (società nazionale per l'energia elettrica bulgara) e con "Bulgargaz" per lo studio di fattibilità dell'aumento di potenza di 640 MW della centrale termoelettrica di Maritza East III;

15 l'aggiudicazione, in data 5/6/2006, della gara relativa a parte della rete di distribuzione rumena;

16 l'acquisizione di impianti eolici in Francia;

17 l'acquisizione di attività di distribuzione e vendita di gas in Sicilia;

18 l'acquisizione di impianti idroelettrici a Panama;

19 l'acquisto di capacità produttiva idroelettrica in Brasile;

20 l'acquisto di un progetto eolico di 63 MW nel Texas.

8.1 - ELEMENTI DI CONTESTO E DATI RELATIVI AL MERCATO ELETTRICO.

Nel settore dell'energia elettrica, premesso che il mercato registra in Italia una produzione inferiore al fabbisogno nonché storicamente legata al prevalente utilizzo di derivati dal petrolio, la sintesi dei **dati elettrici** (prospetti nn. 13 e 13/bis) espone risultati il cui andamento, anche nel periodo in esame, non si discosta molto dal passato.

prospetto n. 13 (fonti: *ENEL* e *T.e.r.na.*)

SINTESI DATI ELETTRICI in ITALIA *(mln di KWh)*	**2006**	**2005**	***var. %***
- consumi nazionali di energia elettrica	316.047	309.817	*2,01*
- produzione elettrica netta *ENEL*	103.910	112.087	*-7,30*
- acquisti *ENEL* di energia elettrica	160.090	173.683	*-7,83*
- produzione elettrica netta nazionale	301.726	289.655	*4,17*
- quota % produzione *ENEL* sul totale nazionale	34,44	38,70	*-11,01*
- quota % vendita *ENEL* di energia elettrica su consumi nazionali	76,68	84,88	*-9,66*
- vendita complessiva *ENEL* di energia elettrica	242.347	262.971	*-7,84*
- energia trasportata sulla rete di distribuzione *ENEL*	255.038	251.045	*1,59*
- potenza efficiente netta installata (Mw)	40.475	42.216	*-4,12*
- potenza efficiente netta installata all'estero (Mw)	10.301	3.786	*172,08*

prospetto n. 13 / *bis* (fonti: *ENEL* e *T.e.r.na.*)

(mln di KWh)	**2006**	**2005**	**var. %**
PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA			
- *produzione lorda*			
termoelettrica	263.252	253.072	*4,02*
idroelettrica	43.022	42.929	*0,22*
geotermica e da altre fonti	8.742	7.671	*13,96*
TOTALE PRODUZIONE LORDA	*315.016*	*303.672*	*3,74*
- *consumi servizi ausiliari*	*-13.290*	*-13.064*	*1,73*
- *produzione netta*	*301.726*	*290.608*	*3,83*
- *importazioni nette*	*44.718*	*49.155*	*-9,03*
- *energia immessa in rete*	*346.444*	*339.763*	*1,97*
- *consumi per pompaggi*	*-8.648*	*-9.319*	*-7,20*
- *energia richiesta sulla rete*	*337.796*	*330.444*	*2,22*
FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA di ENEL in *ITALIA*			
- *produzione netta*			
termoelettrica	73.842	81.823	*-9,75*
idroelettrica	24.475	24.883	*-1,64*
geotermica e da altre fonti	5.593	5.381	*3,94*
TOTALE PRODUZIONE NETTA	*103.910*	*112.087*	*-7,30*
- *acquisti di energia*	160.090	112.087	*42,83*
- *vendite di energia*			
vendite all'ingrosso	99.695	114.811	*-13,17*
vendite sul mercato vincolato	120.385	129.677	*-7,17*
vendite sul mercato libero	22.267	18.484	*20,47*
TOTALE VENDITE	242.347	262.972	*-7,84*
- *energia trasportata sulla rete di distribuzione ENEL*	255.038	251.045	*1,59*
- *potenza efficiente netta installata (Mw)*	40.475	42.216	*-4,12*
FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA di ENEL all' *ESTERO*			
- *produzione netta*	27.516	13.625	*101,95*
- *vendite ai clienti finali*	17.153	8.093	*111,95*
- *energia trasportata sulla rete di distribuzione ENEL*	12.570	9.651	*30,25*
- *potenza efficiente netta installata (Mw)*	10.301	3.786	*172,08*

Secondo i dati forniti dall' *ENEL*, nel 2006, in **Italia**:

a) la richiesta di energia elettrica sulla rete – ammontante ad oltre 337 mila GWh - si è incrementata del *2,22%* rispetto al 2005;

b) detta richiesta è stata soddisfatta solo per l'*86,8%* (85,1% nel 2005) con la complessiva produzione netta nazionale e ricorrendo nella misura del *13,2%* ad importazioni dall'estero (nel 2005 la percentuale fu del 14,9%);

c) la *quota complessiva di mercato* ENEL (vendite complessive ai consumatori finali) è stata pari al 45,1% e, quindi, inferiore rispetto al *47,8%* rilevato nel 2005. La quota di energia elettrica venduta dall' ENEL sui consumi nazionali è pari al *76,68%* contro l'*84,88%* del 2005 (- *9,66%*);

d) sono cresciuti di poco (*2,19%*) i consumi di elettricità;

e) la produzione *netta* di ENEL in Italia di 104 TWh ha presentato una flessione del *7%* (nel 2005 fu di *-10,9%*) a causa del pianificato "fermo impianti" della produzione termoelettrica;

f) nel campo delle energie rinnovabili sono stati avviati 112 MW di nuovi impianti;

g) gli acquisti da parte dell'ENEL di energia (pari a 173,7 miliardi di KWh) sono aumentati del *13,9%* circa ed il fenomeno – come già precisato nel precedente referto – è connesso sia alla Borsa elettrica sia al subentro dell' Acquirente Unico negli acquisti della produzione nazionale da rivendere ai distributori. In proposito, permane il potenziale rischio di *deficit* nell' offerta di energia elettrica a fronte di un eventuale ed improvviso rialzo nella richiesta;

h) è lievemente aumentata la vendita *complessiva* di energia dell'*ENEL* e dall'analisi dei dati si rileva che:

- all'*ingrosso* è stata di 114,8 miliardi di KWh (*+15%* rispetto al 2004);
- *al mercato vincolato* è stata di 129,7 miliardi di KWh (*-5,3%* rispetto al 2004),
- *al mercato libero* è stata di 18,5 miliardi di KWh (*-11,3%*) a causa di minori vendite a clienti energivori e grossisti, solo in parte compensate da vendite a clienti *retail*;

i) l'elettricità complessivamente trasportata sulla rete di distribuzione dell' ENEL è sostanzialmente uguale a quella del precedente esercizio (*+0,16%*);

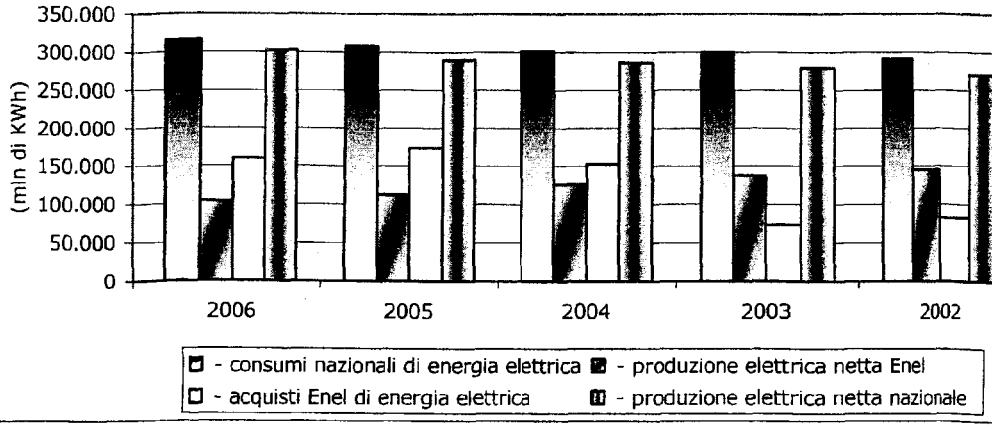
j) l'elettricità distribuita da ENEL (249,6 TWh) è superiore dell' *1,1%* rispetto al 2004 e rappresenta l' *81%* dell'energia;

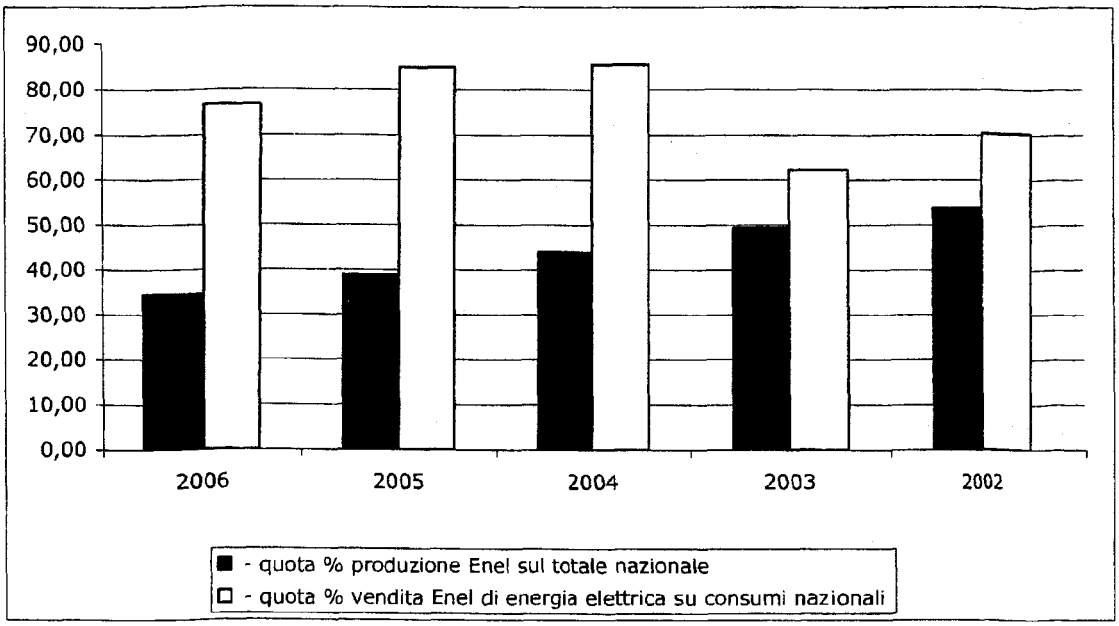
k) i Comuni serviti sono stati 8.010;

l) sul fronte dell'efficienza il *cash cost per customer* (parametro che riassume le spese annue, ovvero il costo medio di cassa, per singolo cliente) è ancora diminuito attestandosi a 109 euro (rispetto ai 119 del 2005, a non voler considerare i 153 del 2001).

Il seguente grafico espone, inoltre, l'andamento di taluni dei suddetti dati nell'ultimo quinquennio:

Grafico n. 2 - Andamento risultati elettrici





Viene, pertanto, confermato il giudizio che l' Italia - per la produzione di energia elettrica e per il riscaldamento - dipende sempre più dall'estero e sempre più dal metano che giunge mediante gasdotti (sostanzialmente dall'Algeria e dalla Russia, per circa il *40%*) non facilmente incrementabili. Dati positivi giungono, peraltro, dall'AEEG che - in un comunicato del maggio 2006 - ritiene ampiamente superato l'obiettivo nazionale di risparmio energetico definito per l'anno 2005 sulla base di azioni mirate (*lampadine ed elettrodomestici a basso consumo, sostituzione caldaie obsolete, isolamenti termici, interventi su sistemi di produzione e distribuzione, ecc.*) a parità di servizi goduti dai consumatori finali.

* * *

L'efficienza e la qualità del servizio si desumono dagli **indicatori di continuità del servizio elettrico** (prospetto 14): la durata media complessiva delle interruzioni, per clienti di bassa tensione, è ancora migliorata[163] (in confronto al 2005) mentre non è ancora diminuito lo storico *gap* tra le Regioni del sud Italia e delle isole rispetto a quelle del centro/nord[164]. Si tratta, peraltro, di valori che mantengono l'*ENEL* ai vertici della classifica europea.

prospetto n. 14 **INTERRUZIONI LUNGHE - Anno 2006**

AREE TERRITORIALI	SENZA PREAVVISO				CON PREAVVISO	
	N. medio Per utente BT		Minuti persi medi per utente BT		N. medio per utente BT	Minuti persi medi per utente BT
	Tutte le Cause	Cause forza Maggiore o terzi	Tutte le Cause	Cause forza maggiore o terzi		
NORD ITALIA	1,47	0,10	46,95	10,92	0,29	40,08
CENTRO ITALIA	1,69	0,02	39,57	1,72	0,44	72,08
SUD ITALIA E ISOLE	3,13	0,07	81,14	7,88	0,31	60,74
ITALIA	2,17	0,07	58,27	7,41	0,33	56,17

INTERRUZIONI LUNGHE - Anno 2005

AREE TERRITORIALI	SENZA PREAVVISO				CON PREAVVISO	
	N. medio Per utente BT		Minuti persi medi per utente BT		N. medio per utente BT	Minuti persi medi per utente BT
	Tutte le Cause	Cause forza Maggiore o terzi	Tutte le Cause	Cause forza maggiore o terzi		
NORD ITALIA	1,45	0,13	58,3	17,75	0,33	47,78
CENTRO ITALIA	2,01	0,07	60,37	6,99	0,47	73,8
SUD ITALIA E ISOLE	3,3	0,11	109,53	20,34	0,36	68,98
ITALIA	2,3	0,11	78,58	16	0,38	62,6

[163] Le interruzioni cumulate nelle reti di *Enel Distribuzione* sono state finora, nella media, nettamente inferiori rispetto ai *target* fissati dall'AEEG.

[164] Nel 2006 il numero medio delle interruzioni *lunghe* senza preavviso del Centro Italia si riduce ad 1,69 (rispetto a 2,01 dell'esercizio precedente).

8.2 - LE TARIFFE. IL RIMBORSO DI "*STRANDED COST*".

Dopo un periodo di costante incremento[165], le tariffe[166] – nonostante l'aumento sui mercati internazionali del prezzo del metano (circa *34%*) ed il ben noto e persistente rialzo dei combustibili utilizzati per la produzione elettrica (circa *20%*) - avevano iniziato a subire una contrazione dal 1° gennaio **2007**. Al lordo delle imposte i "prezzi di riferimento" quantificati dall' AUTORITÀ, sono stati, infatti, i seguenti:

1. per il periodo gennaio/marzo, rispettivamente, *-1,6%* per elettricità ed immutato per il gas (delibere nn. 321, 320 e 322/06):
2. per il 2° trimestre (aprile/giugno) *–0,4%* per l'elettricità e *–3,4%* per il gas (delibere nn. 76, 77, 79 e 80/07);
3. per il 3° trimestre (luglio/settembre) nessuna variazione per l'elettricità e *-1,6%* per il gas (delibere nn. 159 e 158/07);

Per il periodo ottobre /dicembre 2007 – per i più recenti e forti incrementi dei prezzi dei combustibili, correlati al petrolio - si sono, invece, verificati nuovi aumenti nella misura, rispettivamente, del *2,4%* per l'elettricità (delibere nn. 237 e 238) e del *2,8%* per il gas (delibere nn. 239, 241 e 242/07); da gennaio 2008, infine, l' AUTORITÀ ha annunciato un ulteriore rincaro del *3,8%* per l'elettricità e del *3,4%* per il gas.

In attesa di nuovi meccanismi di calcolo e dell'abrogazione dell' i.v.a.[167] (impropriamente applicata sugli "oneri di sistema"), é ancora una volta da rammentare che, oltre il *20%* della bolletta elettrica non riguarda i costi industriali ma i sussidi (Cip6= "certificati verdi", fonti rinnovabili, regimi speciali, interrompibilità, ecc.) e le imposte (quota fissa, imposta erariale, imposta locale, componenti tariffarie, iva, ecc.): si parla, in tal caso, di *extracosti in tariffa* (circa 7 miliardi di euro l'anno) causati dai maggiori costi di produzione dell'elettricità legati al protocollo di Kyoto ed agli incentivi delle fonti rinnovabili mediante i meccanismi di *emission trading,* dei "certificati verdi" e dei "certificati bianchi". Ad avviso dell'AUTORITÀ esiste una "anomalia tutta italiana che vede

---

[165] Per il **2006** - sempre al lordo delle imposte - i rincari quantificati dall'AUTORITÀ, sono stati i seguenti:

1. per il periodo gennaio/marzo, rispettivamente per elettricità e gas, del *2,5%* e dello *0,7%* (delibere nn. 284, 297, 298 e 299/05):
2. per il 2° trimestre (aprile/giugno) aumento del *5,7%* e del *2,1%* (delibere nn. 61, 62 e 63/06);
3. per il terzo trimestre (luglio/settembre) incremento pari al *5,8%* e al *4,2%* (delibere nn. 132, 133 e 134/06);
4. per il periodo ottobre/dicembre, infine, aumenti dell' *1,6%* per l'elettricità e dello *0,3%* per il gas (delibere nn. 205, 206, 207 e 211/06).

[166] La tariffa è, sostanzialmente, formata da quattro componenti: a) remunerazione dei costi industriali (incluso il capitale investito) di ciascuno dei segmenti del sistema elettrico (costi di generazione, trasmissione e distribuzione, vendita); b) oneri generali di sistema (addizionali) che, in gran parte, traggono origine dalle specificità del sistema elettrico nazionale, gravano anche sui clienti liberi e riguardano: il de*commissioning* nucleare, il finanziamento degli incentivi alle fonti rinnovabili ed assimilate, il finanziamento dei prezzi agevolati per legge, il finanziamento della ricerca di sistema, il finanziamento di *stranded cost*; c) costo del combustibile; d) imposte (statali e locali).

[167] Si tratta di iniziative dell'AEEG desumibili dalla succitata relazione annuale 2007.

una struttura tariffaria che premia i bassi consumi e colpisce quelli più elevati" e le imprese sono penalizzate rispetto ai *partners* europei (Germania esclusa).

Come noto, in Italia, tra le fonti di produzione di energia elettrica sussiste marcata prevalenza del petrolio - il cui prezzo corre al rialzo, provocando nuovi aumenti del costo dei carburanti - e del gas naturale; a ciò vanno aggiunti la diversa incidenza del carico fiscale, l' elevato livello degli oneri generali di sistema nonché il parco di generazione, in parte, obsoleto e con rendimenti di conversione modesti. E' necessario, perciò, intervenire sul contenimento delle tariffe mediante misure tempestive ed efficaci tra cui il deciso riequilibrio del *mix* di combustibili utilizzati[168], privilegiando le fonti più economiche (come il carbone e le energie derivanti da fonti rinnovabili) e/o approvvigionabili in mercati più aperti ed affidabili. Resta, quindi, sempre attuale il suggerimento che tutti gli "attori" del sistema energetico nazionale si adoperino a cooperare proficuamente non solo per tracciare fondate ed attendibili previsioni sui fabbisogni energetici del nostro Paese (nel breve e medio periodo) ma, altresì, a porre in essere gli opportuni rimedi nonché ad adottare tutte le iniziative, oltre a tempestiva programmazione, per realizzare gli investimenti necessari alla copertura dei fabbisogni stessi in grado di soddisfare le molteplici aspettative dell'utenza - sia nei momenti di richiesta, per così dire, ordinaria sia di "picco" - senza trascurare le problematiche connesse ai costi ed ai conseguenti riflessi sulle tariffe, alla salvaguardia dell' ambiente, alla tutela della salute, allo sviluppo economico, ai minori disagi possibili per la collettività, ecc. Detto altrimenti, occorrono "linee di indirizzo" del settore energetico dirette a salvaguardare la sicurezza, l'accessibilità dei costi e la tutela dell'ambiente tanto più che, nel novembre 2007, l'Agenzia Internazionale dell' energia (AIE) ha lanciato da Parigi l'allarme per le "preoccupanti conseguenze" per l'ambiente e la sicurezza energetica dovute al forte aumento della domanda mondiale.

* * *

Quanto ai rimborsi alle società elettriche di ***stranded cost*** (c.d. "costi incagliati")[169] - consentiti dall'accordo di Bruxelles del luglio 2004 - l' *ENEL S.P.A.* ha incassato a fine 2006 il rimborso di complessivi euro 1.230 milioni con un credito maturato di 310 milioni di euro. Vanta, inoltre, un residuo credito di 448 milioni di euro per gli esercizi 2007/2009.

---

[168] Oggi l'Italia dipende dal mix olio/gas nella misura del 69% : con la riconversione e col piano di miglioramento dell'efficienza, la produzione a carbone "eco-compatibile" passerebbe dal *27%* al *47%*.

[169] Trattasi dei costi sostenuti per l'ammodernamento e la costruzione di nuove centrali elettriche, prima della liberalizzazione del mercato, nonché per l'importazione del gas naturale dalla Nigeria mediante navi; costi che, recuperabili in regime di monopolio, non lo sono più nel mercato concorrenziale.

8.3 – IL PIANO INDUSTRIALE E GLI INVESTIMENTI.

Il "**Piano industriale" 2007/2011**[170], in continuazione dei pregressi obiettivi, si imposta su quattro ***priorità***: ***a)*** la *leadership* del mercato domestico liberalizzato, la qualità del servizio commerciale e la riconversione di talune centrali; ***b)*** la crescita internazionale, con integrazione verticale, cogliendo le opportunità e diversificando il *mix* (nucleare, rinnovabili, carbone pulito); ***c)*** l'eccellenza operativa con l'integrazione reti gas/ elettricità, l'efficienza/efficacia dei servizi e la massima sicurezza; ***d)*** l'ambiente e l'innovazione mediante la ricerca applicata e di sistema nonché lo sviluppo delle rinnovabili per rendere meno significativo, in futuro l'apporto dell'olio combustibile.

Rispetto al precedente (con cui l' *ENEL* prevedeva di investire complessivamente[171] 18,6 miliardi di euro, dei quali circa 13,8 solo in Italia[172]), il piano industriale 2007/2001 prevede ***Investimenti*** per complessivi 20.303 milioni di euro; detti impieghi aumentano specialmente nel biennio 2007 e 2008 - quando la punta massima dovrebbe raggiungere l'importo di 4.811 milioni di euro - per, poi, calare gradatamente ai 3.091 milioni di euro del 2011 sia per realizzare la prevista conversione del parco termoelettrico sia per sostenere la crescita delle fonti rinnovabili a favore dell'ambiente (a questo proposito sono destinati 4,1 mld di euro di cui 800 milioni solo per progetti innovativi)[173].

Nel grafico che segue figurano gli investimenti dal 2006 al 2011:

---

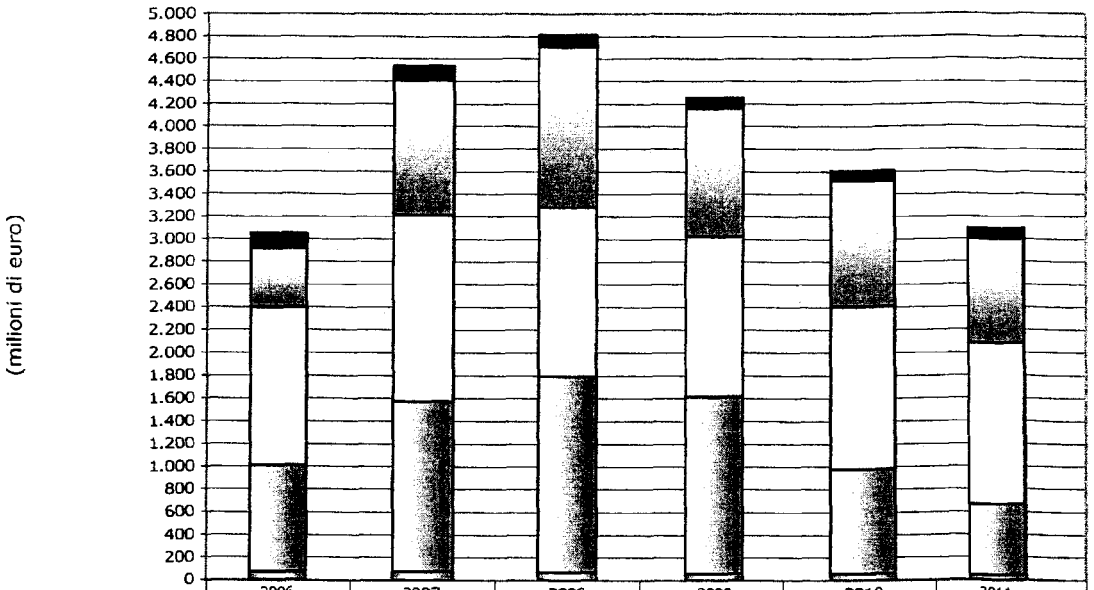
[170] Approvato dal Consiglio nella riunione del 18 gennaio 2007.

[171] Esclusi *T.E.R.NA.* e *Wind*.

[172] Nella relazione agli azionisti del maggio 2006, il Presidente ebbe a precisare che - con l'importo di detti investimenti - l'*ENEL* dovrebbe raggiungere il totale di circa 28 miliardi nel decennio 1999/2009.

[173] Figurano investimenti per impianti di co-generazione e tri-generazione, per installazione di fotovoltaici, per risparmio energetico e domotica, per emissioni zero, per cattura di CO_2, per sistemi innovativi di combustione, per produzione ed impiego di idrogeno, ecc.; sono coinvolti università ed istituti di ricerca, anche stranieri.

Grafico n. 3 - Piano degli Investimenti del Gruppo



	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Servizi e altro	134	126	105	99	89	88
Internazionale	521	1.197	1.423	1.131	1.111	919
Infrastrutture e Reti	1.389	1.638	1.489	1.411	1.428	1.416
GEM	933	1.495	1.722	1.552	922	625
Mercato	75	79	73	62	60	43

In relazione alle loro ***finalità***, gli investimenti continuano ad essere suddivisi in:

- "*mandatory*" (obbligatori in base alle disposizioni regolatorie);
- "*stay in business*" (incremento/mantenimento della qualità del servizio);
- "*business development*" (sviluppo di nuove iniziative).

Quanto alla ripartizione secondo le ***aree di attività***, assumono particolare rilevanza le somme destinate all'area sia Internazionale (che si raddoppiano nel 2007 da 521 milioni di euro a 1.197) sia GEM (da 933 milioni di euro del 2006 a 1.495 del 2007 a 1.722 del 2008) mentre gli investimenti nelle "Infrastrutture e reti" presentano oscillazioni meno marcate, sopra tutto, dal 2008 in poi. Di minore importo ma con tendenza a diminuire gli altri settori (Servizi, Mercato).

L'analisi delle singole **componenti di destinazione** si ricava dal prospetto n. 15:

prospetto n. 15 (in milioni di euro - fonte: *ENEL*)

DESTINAZIONE degli INVESTIMENTI	**2006**	**2005**	**2004**	**2003**	**2002**	**2001**	**2000**	**1999**
Impianti di produzione	1.174	990	820	810	960	828	570	815
Impianti di trasmissione	0	133	267	363	417	258	190	225
Reti di distribuzione	1.412	1.451	1.515	1.558	1.772	1.339	1.358	1.676
Totale parziale	**2.586**	**2.574**	**2.602**	**2.731**	**3.149**	**2.425**	**2.118**	**2.716**
Reti di TLC	0	251	680	685	1.550	1.185	936	874
Terreni, fabbricati e altri beni	173	212	236	207	410	473	299	203
TOTALE GENERALE	**2.759**	**3.037**	**3.518**	**3.623**	**5.109**	**4.083**	**3.353**	**3.793**

Dalla "*Relazione generale sulla situazione economica del Paese*" 2006 del Ministro dell'Economia e Finanze si desume che gli investimenti in nuovi impianti realizzati in Italia rappresentano l'*83%* del totale contro l'*89%* nel 2005.

Per l'esercizio **2007** gli investimenti delle Divisioni:

1) *Infrastrutture e Reti* (1.638 milioni di euro) interessano la rete elettrica – tra cui il miglioramento qualità del servizio, la riduzione della caduta di corrente, l'installazione di impianti fotovoltaici, l'eliminazione dei disservizi vari, ecc., in conformità agli obiettivi della AEEG – e la rete gas (estensione ed efficientamento, messa a norma e sicurezza degli impianti, adeguamenti a *standard* e politica aziendale, ecc.);

2) *GEM* sono finalizzati alla prosecuzione dei progetti per la conversione a carbone e per la crescita di fonti rinnovabili[174] (anche mediante i programmi "certificati verdi" ed "esplorazione geo"), all'ampliamento del programma di iniziative ambientali affidate alla ricerca, alla realizzazione del terminale di rigassificazione, ecc.;

3) *Internazionale* ammontano a 1.197 milioni di euro ed attengono a progetti in Spagna, Bulgaria, Slovacchia, Romania e nel Nord America.

Detti nuovi investimenti sono così ripartiti:

- il *43%* per impianti (termoelettrici ed idroelettrici) di produzione (nel 2005 = *35%*);
- il *51%* per reti (impianti e linee) di distribuzione (nel 2005 = *52%*);
- il *6%* per altri impianti (nel 2005 = *5%*).

* * *

Come già rappresentato nel precedente referto, la Corte auspica che gli **investimenti** siano finalizzati a far aumentare la produzione, con benefici effetti sulla concorrenza: il tutto nell' ottica tendenziale di conseguire la diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica - ossia il risultato più auspicato, in concreto, dalla collettività - che potrebbe influire positivamente anche sull'andamento del titolo in Borsa[175] con ricaduta sulle pubbliche risorse tenuto conto della quota di partecipazione in mano al Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Ribadisce, comunque, che la pur prevedibile crescita di eolico solare/termodinamico (centrale di Serre Persano (CE) e progetto di Priolo/ Gargallo), geotermia (circa il *70%* dell'intera produzione delle fonti rinnovabili[176]), idrogeno

---

[174] Ad esempio, nell'ambito del piano *ENEL* per l'ambiente, sono annunciati investimenti nel solare per 300 milioni di euro entro il 2010.

[175] Nel **2006** il titolo ha continuato a crescere sino a toccare, nel mese di aprile 2007, il massimo (da giugno 2000) di 8,595 euro.

[176] Nella geotermia l' *ENEL* ha previsto investimenti di oltre 300 milioni di euro, nei prossimi cinque anni, con nuovi impianti nella regione Toscana.

(progetto di Fusine), biomasse, ecc., costituisce una ridotta copertura (stimata intorno al 5% del fabbisogno di elettricità) del fabbisogno ed ha lo svantaggio di essere una fonte intermittente e, comunque, insufficiente a risolvere il problema di soddisfare la domanda energetica nonché abbattere la produzione di Co_2.

La domanda energetica in Europa, stando ad uno studio recente[177], è salita dal 1997 al 2005 di 117 milioni di tonnellate di petrolio equivalenti (c.d. Mtep) e la crescita è stata coperta per oltre 20 milioni (c.d. Mtep) da fonti energetiche rinnovabili; é salita la dipendenza di importazioni energetiche dall'estero (in particolare, gas dalla Russia) e diventa più difficile l'obiettivo di Kyoto di riduzione delle emissioni nella misura dell'8% entro il 2010.

Val notare che, dal detto studio, l'Italia figura quale quarto produttore in UE per produzione di elettricità da fonti rinnovabili, con 52 TWh nel 2006, pari al 15% del totale e le sue potenzialità - considerati anche i sistemi degli incentivi - potrebbero essere meglio sfruttate se si eliminassero taluni ritardi autorizzativi e non vi fossero problemi di reti.

Il Consiglio europeo ha, peraltro, deciso di rafforzare la strategia per lo sfruttamento delle energie rinnovabili fissando, per la prima volta, l'obiettivo del 20% del loro contributo sul totale dei consumi energetici.

* * *

Dal prospetto n. 16 si desumono, rispetto al 2005,- la diminuzione totale della potenza in MW e l'incremento complessivo, invece, degli importi degli investimenti nel settore termoelettrico e delle fonti alternative:

prospetto n. 16 (in milioni di euro)

	2006		2005	
Impianti di produzione elettrica	**investimenti**	***Potenza in mw***	**investimenti**	***Potenza in mw***
- Termoelettrici	627	*25.117*	487	*26.902*
- Idroelettrici	130	*14.379*	178	*14.363*
- Geotermici	77	*671*	84	*671*
- Fonti alternative	31	*308*	19	*280*
Totale	**865**	***40.475***	**768**	***42.216***

* * *

E', infine, da ricordare il completamento dell'installazione del **contatore elettronico** - per la misurazione, gestione e lettura a distanza dei consumi di elettricità - che, mediante il c.d. "telegestore", ha sostituito quelli elettromeccanici in uso presso i clienti del *Gruppo*: per effetto del contatore elettronico *Enel Distribuzione* ha potuto varare ed aggiornare sistemi differenziati di tariffe elettriche (es. multiorarie *"intelligenti"*, "bioraria", "prepagata" oppure i vari pacchetti) che, secondo la formula preferita, consentono discreti risparmi annui.

[177] Lo studio è di "Nomisma energia" ed è stato presentato ad un convegno tenutosi il 3 maggio 2007.

Nel **2006**, in base ai dati dell' *ENEL*, sono stati effettuati 142 milioni di letture a distanza e circa 6 milioni di interventi da remoto con notevoli risparmi sui costi di gestione.

9. - RIEPILOGO DEI RISULTATI ECONOMICI NETTI DELLE SOCIETÀ DEL *GRUPPO ENEL* NEL 2006.

I risultati - sia di esercizio (prospetto n. 17) sia per area di attività - sono riepilogati di seguito tenuto conto delle cessioni intervenute nel periodo di riferimento; il panorama è disomogeneo se si confronta non solo ciascuna società ovvero area, rispetto alle altre, ma anche - nell'ambito delle stesse - l'uno oppure l'altro esercizio:

prospetto n. 17 (in milioni di euro)

RISULTATI ECONOMICI netti di ESERCIZIO delle SOCIETA' CONTROLLATE da *ENEL S.p.A.*	2006	2005	var. %
Cise Srl (*)	-	2,4	-
Deval SpA	4,0	1,5	*165,77*
Enel Capital Srl	0,1	0,04	*50,00*
Enel Distribuzione SpA	1.349,8	1.390,7	*- 2,94*
Enel Energia SpA (**)	-33,6	0,1	-
Enel Energy Europe Srl (***)	-	-	-
Enel.Factor SpA	4,8	7,0	*- 31,00*
Enel Finance International SA	-0,6	44,9	*- 101,40*
Enel Investment Holding B.V.	-25,0	-172,4	*- 85,53*
Enel.NewHydro Srl	-3,5	-1,6	*120,63*
Enelpower SpA	22,9	57,2	*- 59,97*
Enel Produzione SpA	807,5	1.041,2	*- 22,44*
Enel Servicii Srl	0,7	0,7	-
Enel Servizi Srl	2,7	10,0	*- 73,30*
Enel.si Srl	-2,1	1,4	*- 248,57*
Enel Sole Srl	14,0	14,9	*- 6,04*
Enel Trade SpA	153,9	126,0	*22,10*
Enel Viesgo Servicios SL	-0,1	-0,05	*120,00*
Sfera Srl	0,03	2,1	*- 98,57*
TOTALE	**2.295,4**	**2.526,1**	***- 9,13***

(*) Società ceduta ad *Enel Servizi S.r.l.* in data 22 dicembre 2006.
(**) Con efficacia 1.1.2006 *Enel Gas* ha incorporato *Enel Energia*; a seguito della fusione, la società incorporante ha mutato la propria denominazione sociale in *Enel Energia*.
(***) Società costituita in data 22 marzo 2006.

Il **risultato netto** complessivo nell'esercizio si riduce di 230,7 milioni di euro (*- 9,13%*) per diversi fattori:

1. la diminuzione dei valori positivi di alcune società: ben 233,7 milioni di euro per *Enel Produzione* (a causa di ancor più ridotti ricavi per partite non ricorrenti e dell'incremento del costo del personale); 40,9 milioni di euro per *Enel Distribuzione* (incremento sia dell'IRAP sia del costo del personale); 34,3 milioni di euro per *Enelpower*; 7,3 milioni di euro per *Enel Servizi* nonché importi inferiori per *Enel Factor, Sfera* ed *Enel Sole*;
2. il lieve peggioramento dei risultati già negativi di *Enel. NewHydro* ed *Enel Viesgo Servicios;*

3. i risultati negativi, rispetto al 2005, di *Enel Finance International* (-44,3 milioni di euro), *Enel Energia* (-33,5 milioni di euro per l'andamento negativo nel settore del gas dopo la delibera n. 248/04 dell'AEEG) ed *Enel.si*;
4. i modesti incrementi delle risultanze di *Deval, Enel Capital* e quello, più consistente, di *Enel Trade* (27,9 milioni di euro) che non dispone più di clientela diretta e svolge attività solo di *trading*, acquisto combustibili, vendita di energia;
5. la sensibile riduzione di 147,4 milioni di euro del risultato negativo di *Enel investment Holding* per accollo di gran parte dei debiti da parte della *ENEL* s.p.a.

Gli utili di esercizio sono stati destinati a riserva legale, ad "altre riserve" disponibili, a copertura delle perdite degli esercizi precedenti, a rinvio a nuovo della perdita, a ricostituzione del capitale sociali, a dividendo, ecc.[178]

* * *

Nei risultati economici per **area di attività** (v. prospetto n. 18) continuano a figurare, tra gli importi più rilevanti, quelli della Divisione "Mercato Italia" nonché "Generazione ed Energy Management Italia": se raggruppati, rappresentano – non tenendo conto del valore negativo di "elisioni e rettifiche" - gran parte del totale ricavi, l'*84,07%* del margine operativo lordo (MOL) e l'*82,28%* del risultato operativo.

prospetto n. 18 (in milioni di euro)

RIEPILOGO DEI RISULTATI ECONOMICI PER AREA DI ATTIVITA'	**2006**			**2005**			***var. %***		
	Ricavi	MOL	*Risultato operativo*	Ricavi	MOL	*Risultato operativo*	*Ricavi*	*MOL*	*Risultato operativo*
- Mercato Italia	21.108	175	*2*	19.487	152	*12*	*8,32*	*15,13*	*-83,33*
- Generazione ed Energy Management Italia	15.661	3.149	*2.197*	12.995	3.407	*2.398*	*20,52*	*-7,57*	*-8,38*
- Infrastrutture e reti Italia	5.707	3.418	*2.589*	5.532	3.398	*2.628*	*3,16*	*0,59*	*-1,48*
- Internazionale	3.068	918	*519*	1.858	485	*307*	*65,12*	*89,28*	*69,06*
- Capogruppo	1.178	177	*423*	1.118	67	*53*	*5,37*	*164,18*	*698,11*
- Servizi e altre Attività	1.161	179	*86*	1.741	315	*219*	*-33,31*	*-43,17*	*-60,73*
- Elisioni e rettifiche	**-9.370**	**3**	***3***	**-8.944**	**-79**	***-79***	***4,76***	***-103,80***	***-103,80***
TOTALE GRUPPO	**38.513**	**8.019**	***5.819***	**33.787**	**7.745**	***5.538***	***13,99***	***3,54***	***5,07***

L'analisi più approfondita pone in luce, peraltro, che:

- crescono in totale di 4.726 milioni di euro (+ *13,99%*) i *ricavi* principalmente per l'apporto della Divisione "GEMI" (+2.666 milioni di euro) nonché delle aree "MI" (+1.621 milioni di euro), "Internazionale" (+1.210 milioni di euro), "IRI" (+175 milioni di euro) e "Capogruppo" (+60 milioni di euro) solo in parte bilanciati dalla diminuzione dei ricavi della Divisione "Servizi e altre Attività" (-580 milioni di euro);

[178] *Cfr.* verbale del C.d.A., riunione del 6 marzo 2007.

- il *MOL* si incrementa di 274 milioni di euro (*+3,54%*) a causa degli aumenti della Divisione Internazionale e della *Capogruppo* i cui importi complessivi sono superiori alla riduzione delle aree GEMI e Servizi;
- anche il *risultato operativo* cresce di 281 milioni (*+5,07%*), sostanzialmente, per gli stessi motivi.

In percentuale, spiccano le variazioni positive sia della *Capogruppo* (per il risultato operativo ed il MOL) sia della Divisione Internazionale e, in termini negativi, quelle di "Mercato Italia" (per il risultato operativo) nonché "Servizi e altre attività" (per il risultato operativo, il MOL e i ricavi).

10. - RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DEL *GRUPPO ENEL* nel 2006.

10.1 - Forma e struttura del bilancio consolidato.

Il bilancio consolidato del *Gruppo* per l'esercizio 2006 é stato approvato, congiuntamente a quello di *ENEL S.p.A.*, dall'Assemblea della Società (parte ordinaria e straordinaria) tenutasi il 25 maggio 2007[179].

Detto bilancio - costituito dal conto economico, dallo stato patrimoniale, dal rendiconto finanziario[180], dalla nota integrativa e dal prospetto consolidato dei proventi e degli oneri rilevati nell'esercizio - è corredato dalla relazione sulla gestione illustrativa degli avvenimenti rilevanti accaduti anche dopo la chiusura dell'esercizio nonché dalle informazioni sull'attività del *Gruppo* e da note di commento.

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del d. lgs. n. 127/1991 e dall'art. 126 della deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, al bilancio consolidato sono allegati, a norma dell'art. 2359 c. c., gli elenchi delle imprese controllate e collegate di *ENEL S.p.A.*, al 31 dicembre, nonché delle altre partecipazioni rilevanti possedute a titolo di proprietà[181].

I dati comparativi relativi al 2005 sono stati rideterminati applicando gli IFRS/EU.

* * *

L'area di consolidamento comprende la CapoGruppo *ENEL S.p.A.* e le società sulle quali essa, ex art. 2359 c.c., direttamente o indirettamente, esercita il controllo; dal perimetro sono escluse alcune società e consorzi o per la loro minima rilevanza ovvero per la scarsa attività svolta. A seguito della riforma del diritto societario, in vigore dal 1

---

[179] I progetti di bilancio, e relative relazioni, erano stati deliberati dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 27 marzo 2007 anche sulla base della dichiarazione di attendibilità rilasciata dai competenti responsabili funzionari amministrativi.

[180] Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, il rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto. La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio Consolidato è l'euro e tutti i valori sono espressi in milioni di euro tranne quando diversamente indicato.

[181] Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, l'attività, il capitale sociale, la valuta, la percentuale di possesso del Gruppo, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso.

gennaio 2004, il Consiglio di Amministrazione della CapoGruppo[182] ha ritenuto di rimodulare il patrimonio netto di *Enel Distribuzione* e di *Enel Produzione* mediante la riduzione (con efficacia dal 19 ottobre 2006) del capitale sociale delle due società (in base all'art. 2445 c.c.) con imputazione a riserva per un ammontare pari, rispettivamente, ad euro 3.519 milioni e 3.952 milioni per conseguire sia maggiore flessibilità di carattere finanziario - migliorare il rapporto *debit/equity* - sia più completa disponibilità degli utili conseguiti, evitando l'ordinaria destinazione del 5% dell'utile di esercizio a riserva legale.

Il numero delle società incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale[183] ammonta (per il 2006) a 70. In taluni settori (specialmente: gas, acqua, energia prodotta da rifiuti e da fonti rinnovabili, ingegneria, attività immobiliari e servizi) sono presenti gruppi societari formati, a loro volta, da più o meno numerose società: per esempio, a *Enel North America Inc.* (*ex* CHI Energy) e ad *Enel America Latina LLC.* (*ex* EGI) fanno riferimento, rispettivamente, 114 e 39 società tutte incluse nel bilancio consolidato del *Gruppo ENEL*.

Per completezza, va rammentato che *ENEL S.P.A.* ha provveduto a rilasciare garanzie - mediante assunzione di obbligazione di pagamento - a favore di alcune società controllate, ai fini dell'applicazione dell' IVA di gruppo per l'anno 2005 e 2006.

* * *

Secondo i principi ed i criteri raccomandati dalla CONSOB, il bilancio consolidato è stato sottoposto a revisione contabile[184] da parte di Società specializzata e, con sintetica relazione[185], giudicato conforme *"alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione"* nonché *"redatto con chiarezza"* e rappresentante *"in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del Gruppo"*.

Il Collegio sindacale dà atto di aver preso visione del predetto bilancio e provveduto all'esame della relativa documentazione riscontrandola *"conforme alla vigente normativa civilistica"*; rappresenta, altresì, anche sulla base dei contatti intercorsi con la suddetta società di revisione, che *"non sono state rilevate omissioni e/o fatti censurabili e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione agli organi di controllo"* e di non avere osservazioni da formulare.

---

[182] Seduta dell'8 marzo 2006.

[183] Sono, inoltre, elencate le società incluse nell'area di consolidamento con il "metodo proporzionale", le "controllate non consolidate", le "collegate valutate con il metodo del patrimonio netto" e "al costo" nonché, infine, le "altre partecipazioni rilevanti".

[184] Art. 155 d. lgs. 24 febbraio 1998 n. 58.

[185] Redatta ai sensi dell'art. 156 del citato d. lgs. n. 58/1998.

10.2 – Notizie generali.

Il bilancio consolidato del *Gruppo* al 31 dicembre 2006 – così come il bilancio di *ENEL S.P.A.*[186] – sono stati redatti in conformità ai princípi contabili internazionali *International Accounting Standards* (IAS) o *International Financial Reporting Standards* (IFRS), le interpretazioni emanate dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC) omologati dalla Unione Europea (denominati IFRS/EU)[187].

Per migliore comprensione e spiegazione dei fenomeni gestori, la Corte ha ritenuto opportuno – come in passato - utilizzare anche altre "chiavi di lettura" (quali i dati riclassificati ed i conseguenti indicatori di performance) nonché, ai fini del raffronto del biennio 2006/2005, i valori rielaborati richiamati nel bilancio consolidato 2006 considerata la non sempre perfetta omogeneità con quelli esposti nel consolidato dell'esercizio precedente.

* * *

Premesso che, stando ai nuovi principi contabili, i dati sono distinti a seconda che si tratti di *continuing operations* e *discontinued operations*[188], si desume dalle risultanze generali riclassificate (prospetto n. 19) e dal raffronto dei dati riportati nel bilancio consolidato 2006 (approvati dall'Assemblea del 25 maggio 2007), una situazione in parte migliore e in parte peggiore: il panorama è, infatti, caratterizzato dall'incremento, quasi in uguale percentuale, sia dei ricavi (+4.726 milioni di euro) sia dei costi (+3.566 milioni) sia del risultato operativo (*ebit*) (+274 milioni) e del MOL (*ebitda*) (+281 milioni); questi ultimi, peraltro, sono influenzati dal provento da scambio azionario (euro milioni 263) e dagli oneri netti da gestione rischio *commodity* (euro milioni 614).

Crescono, inoltre, le attività (+ 3.998 milioni) e, ancor più, le passività (+ 4.389 milioni) patrimoniali.

L' utile di esercizio del *Gruppo* e di terzi si riduce complessivamente di euro 1.031 milioni di euro ed in lieve flessione si presenta, anche, il patrimonio netto complessivo (-391 milioni) nonostante il modesto aumento del patrimonio di terzi.

Valori inferiori al 2005 riguardano gli investimenti (-278 milioni), i crediti commerciali (-358 milioni), il capitale circolante netto (-782 milioni), il capitale investito

---

[186] La Società applica dal 1 gennaio 2006 i principi IAS/IFRS.

[187] A seguito dell'emanazione del Regolamento Europeo n. 1606/2002 e in relazione a quanto disposto dal decreto legislativo attuativo n. 38/2005, a partire dall'esercizio 2006 le società emittenti strumenti finanziari ammessi alla negoziazione in mercati regolamentati devono redigere il bilancio di esercizio secondo i princípi contabili internazionali.

[188] Le *discontinued operations* sono attività operative cessate; le *continuing operations* si riferiscono, invece, alle attività non cessate e non destinate alla vendita. Nel 2006 le *discontinued operations* non sono presenti, mentre nel 2005, a seguito delle cessioni di partecipazioni in Wind e in Terna, avvenute rispettivamente l'11 agosto e il 15 settembre 2005, tali entità sono state deconsolidate e i risultati economici dalle stesse conseguiti sino alle date di cessione sono stati rappresentati come *discontinued operations*. Analogamente, anche la plusvalenza conseguita nel secondo trimestre 2005, con la cessione del 13,86% del capitale di *T.E.R.NA.*, è stata rappresentata come *discontinued operations*.

netto (-1.013 milioni) ed i finanziamenti a breve (-275 milioni); crescono, invece, quelli a lungo termine (+1.227 milioni).

prospetto n. 19 (in milioni di euro)

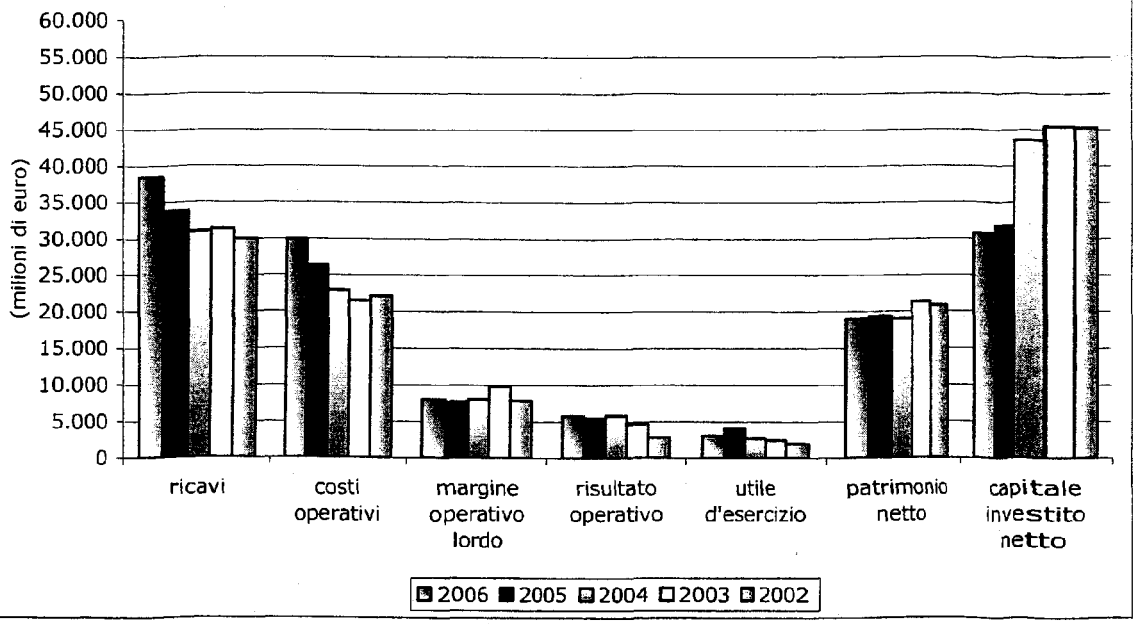
RISULTANZE GENERALI[189] – Gruppo	2006	var.%	2005
- ricavi	38.513	*13,99*	33.787
- costi	29.880	*13,55*	26.314
- margine operativo lordo	8.019	*3,54*	7.745
- risultato operativo	5.819	*5,07*	5.538
- risultato netto del Gruppo (*utile di esercizio*)[190]	3.036	*-22,05*	3.895
- risultato netto di terzi	65	*-72,57*	237
- risultato netto complessivo (Gruppo e terzi)	3.101	*-24,95*	4.132
- attività patrimoniali	54.500	*7,92*	50.502
- passività patrimoniali	35.475	*14,12*	31.086
- patrimonio netto del Gruppo	18.460	*-3,13*	19.057
- patrimonio netto di terzi	565	*57,38*	359
- patrimonio netto complessivo	19.025	*-2,01*	19.416
- investimenti	2.759	*-9,15*	3.037
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti	547	*14,92*	476
- capitale circolante netto	752	*-50,98*	1.534
- capitale investito netto	30.715	*-3,19*	31.728
- attività finanziarie non correnti	1.494	*78,71*	836
- altre attività non correnti	568	*-41,74*	975
- rimanenze	1.209	*36,76*	884
- crediti commerciali	7.958	*-4,30*	8.316
- attività finanziarie correnti	402	*-29,35*	569
- altre attività correnti	2.453	*43,28*	1.712
- finanziamenti a breve termine	1.086	*-20,21*	1.361
- finanziamenti a lungo termine	12.194	*11,19*	10.967
- organico Gruppo *ENEL* (consistenza al 31 dicembre)	58.548	*13,08*	51.778
- costo complessivo del personale (onere totale Italia + Estero)	3.210	*60,90*	1.995
- costo complessivo del personale (stipendi e salari Italia + Estero)	2.762	*41,13*	1.957

Il seguente grafico meglio rappresenta i suddetti risultati gestionali nel più ampio periodo dell'ultimo quinquennio:

[189] Dati desunti dal bilancio consolidato 2006 (principi contabili internazionali di riferimento IFRS/EU).

[190] Comprensivo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006, pari a 1.235 milioni di euro (1.169 milioni di euro per l'esercizio 2005).

Grafico n. 4 - Andamento dei principali risultati Gruppo



* * *

L'Assemblea degli azionisti 2007 ha approvato il ***dividendo ordinario*** dell'esercizio **2006** nell'importo complessivo lordo di euro ***0,49*** centesimi per azione (acconto di *0,20* a novembre 2006 + saldo di *0,29* alla data di "stacco cedola" ossia al 18 giugno 2007): un dividendo riferibile al risultato solo della gestione ordinaria e, perciò, in crescita dell' *11,4%* rispetto al 2005, se si esclude il risultato straordinario generato dalla cessione di *T.E.R.NA.*

Per l'esercizio **2007** il Consiglio – previo parere della società di revisione – ha deliberato (riunione del 5 settembre 2007) di far distribuire un ***acconto*** sui dividendi pari a *0,20* euro per ognuna delle azioni ordinarie, in pagamento dal 22 novembre 2007, intereamente riferibile al risultato della gestione ordinaria e, pertanto, privo di *bonus* da dismissioni.

Viene, così, ulteriormente confermato l'impegno dell'Amministratore Delegato di corrispondere annualmente, per il triennio 2005/2007, almeno *0,42* euro per azione in due *tranche*.

La politica dei dividendi, anche semestrali, ha costituito fattore di attrazione per i risparmiatori interessati verso il titolo il cui rendimento è stato superiore al *Mibtel*.

* * *

Nel **primo semestre 2007** (relazione approvata dal Consiglio il 5 settembre 2007) si registrano risultanze, in genere, positive - tranne ricavi ed *ebit* – per la crescita di tutte le divisioni operative nonostante il minor margine della *Capogruppo* e dell' area Servizi, come appresso specificato:

1 ricavi = *-1,1%* per contrazione dei ricavi connessi ad attività diverse dall'elettricità e dal gas ed alla flessione dei ricavi da vendita di energia elettrica sul mercato nazionale;

2 margine operativo lordo (*ebitda*) = *2,3%* (*+7%* nel 3° trimestre);

3 risultato operativo (*ebit*) = *-12,1%* (nel 2006 era incluso il provento straordinario di 263 milioni di euro per lo scambio azionario WIND-WEATHER). Fenomeno che persiste nel 3° trimestre dell'esercizio ma con riduzione a *-2,7%*;

4 risultato del Gruppo (*utile netto*) = sostanzialmente invariato (1.982 milioni di euro, a fronte dei 1.978 del periodo precedente) (incluso il succitato provento straordinario di 263 milioni di euro);

5 capitale investito netto = *35,40%* (passa da 30.715 milioni di euro a 44.782 milioni di euro ed è coperto per il *44%* dal patrimonio netto del Gruppo e dei terzi e per il *56%* dall'indebitamento);

6 l'indebitamento finanziario netto é in aumento di 13.379 milioni di euro con incidenza sul patrimonio netto di *1,27* (a fronte di *0,61* a fine 2006) per effetto delle acquisizioni all'estero;

7 vendite dell'energia elettrica del *Gruppo* complessivamente in crescita anche se con lieve riduzione in Italia ed incremento all'estero;

8 vendite di gas in lieve contrazione di volumi in Italia (per le migliori condizioni climatiche) ma con modesto aumento del numero dei clienti;

9 incremento della produzione netta di energia elettrica del Gruppo (da 62,9 a 63,8 TWh) per maggior apporto della divisione internazionale. Diminuisce, però, in Italia sopra tutto per la crescita di *import*.

Ponendo a confronto col 2006 sia il **terzo trimestre 2007**[191] sia i **primi nove mesi del 2007** viene confermato l'andamento economico positivo della Società e - nonostante la diminuzione delle vendite e la continua lievitazione dei prezzi del "greggio Brent", dell'olio combustibile e del carbone - si registrano lievi miglioramenti per i dati economici ed operativi: in milioni di euro i ricavi sono pari a 28.760 (*+0,5%*); l'utile netto ammonta a 2.678 (*+1,4%*) e l'*ebitda* si incrementa del *7,1%*. Occorre considerare, comunque, che *ENEL* si avvantaggia dei prezzi risalenti a contratti in essere a lungo periodo.

Nello stesso periodo, cresce ***in Italia*** la richiesta di elettricità che si riflette sia sulla produzione netta - anche se quella di *ENEL* registra una riduzione del *4,3* % per la diminuzione della termoelettrica (mancato apporto della centrale di Civitavecchia, maggiore concorrenza, ecc.) - sia sulle vendite.

Per il gas diminuiscono le vendite, a causa della contrazione della domanda da

[191] La relazione trimestrale al 30.09.2007 è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione nella seduta dell' 8 novembre 2007.

parte dei consumatori finali residenziali, ma aumentano i clienti.

All' ***estero***, aumentano sia la produzione di elettricità (per effetto dell'apporto di *Slovenske Electrarne* e delle società rumene) sia la relativa vendita (specie in Romania).

10.3 - LO STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO (prospetti nn. 20 e 21).

Il documento é redatto a sezioni contrapposte - con dati comparati a quelli del precedente esercizio - e si conforma anch'esso ai princìpi contabili IFRS/EU la cui impostazione prevede, tra gli altri: l'impiego di stime[192]; particolari procedure di consolidamento[193] e di aggregazione di imprese[194]; modifiche circa la valutazione della vita utile dei principali beni (immobili, impianti e macchinari, ecc.)[195]; una diversa misurazione dei benefici ai dipendenti[196]; la conversione delle poste contabili in valuta[197];

---

[192] Dalle note di commento si legge: l'impiego di stime e assunzioni ha "effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e le relative ipotesi si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e vengono adottate quando il valore contabile delle attività e delle passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati a consuntivo potrebbero pertanto differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a conto economico, qualora la stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione interessi sia l'esercizio corrente sia esercizi futuri, la variazione è rilevata nel periodo in cui la revisione viene effettuata e nei relativi esercizi futuri."

[193] Tutti i bilanci delle partecipate utilizzati per la predisposizione del bilancio consolidato sono stati redatti al 31 dicembre 2006 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. Gli utili e le perdite non realizzate con società collegate e joint ventures 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.

[194] Tutte le aggregazioni di impresa 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, l'aggregazione di imprese è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche derivanti dal completamento del processo di valutazione sono rilevate entro dodici mesi dalla data di acquisizione, a partire da tale data.

[195] 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 vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:
Fabbricati civili 40 anni; Centrali idroelettriche 40 anni; Centrali termoelettriche 40 anni; Centrali nucleari 40 anni; Centrali geotermoelettriche 20 anni; Centrali con fonti energetiche alternative 20 anni; Linee di trasporto 40 anni; Stazioni di trasformazione 32-42 anni; Reti a media e bassa tensione di distribuzione 30-40 anni; Reti di distribuzione del gas e misuratori 25-50 anni; Impianti e reti di telecomunicazioni 5,5-20 anni; Attrezzature industriali e commerciali 4 anni.

[196] 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.

[197] 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

la distinzione tra *discontinued* e *continuing operations*[198], ecc.

Lo stato patrimoniale consolidato, così come il conto economico, sono analizzati ampiamente nelle "note di commento" al bilancio cui si fa rinvio; di conseguenza, in questa sede, ci si limita ad esaminare solo le poste di maggiore entità e/o rilievo.

Per praticità, lo stato patrimoniale è suddiviso in due distinti prospetti per le attività (prospetto n. 20) e per il patrimonio netto e le passività (prospetto n. 21).

A) Attività

prospetto n. 20 (in milioni di euro)

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO		
del bilancio consolidato 2006 (princìpi contabili IFRS/EU)	**2006**	***2005***
ATTIVITA'		
Attività non correnti		
- Immobili, impianti e macchinari	34.846	*30.188*
- Immobilizzazioni immateriali	2.982	*2.182*
- Attività per imposte anticipate	1.554	*1.778*
- Partecipazioni valutate col metodo del patrim. netto	56	*1.797*
- Attività finanziarie non correnti	1.494	*836*
- Altre attività non correnti	568	*975*
Totale Attività non correnti	**41.500**	***37.756***
Attività correnti		
- Rimanenze	1.209	*884*
- Crediti commerciali	7.958	*8.316*
- Crediti tributari	431	*789*
- Attività finanziarie correnti	402	*569*
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	547	*476*
- Altre attività correnti	2.453	*1.712*
Totale Attività correnti	**13.000**	***12.746***
TOTALE ATTIVITA'	**54.500**	***50.502***
variazione %	*7,92*	---

A1) La voce preminente è costituita dalle **attività non correnti** che si presentano complessivamente in aumento di euro milioni 3.744 (+ *9,92%*) da attribuire:

a) all'espansione di 4.658 milioni di euro (+ *15,43%*) delle attività materiali (*immobili, impianti e macchinari*), costituenti il *63,94%* del totale patrimoniale, in conseguenza:

1 del mutamento dell'*area di consolidamento* (+ 3.977 milioni di euro) a seguito di alcune acquisizioni operate sia in Italia che all'estero (alcune società dell'area Gas, *Slovenske Elektràrne*, *Enel Panama*, società brasiliane del gruppo Rede, ecc.), di cessioni (*Carbones Colombianos del Cerrejon*) e del deconsolidamento

il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al *fair value* sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.

[198] Le attività o gruppi di attività e le passività, il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita piuttosto che attraverso l'utilizzo continuativo, sono rappresentate separatamente dalle altre attività e passività dello stato patrimoniale. Le attività classificate come destinate alla vendita sono iscritte al minore tra il valore contabile e il presunto valore di realizzo, al netto dei costi di vendita. Eventuali perdite sono rilevate direttamente nel conto economico. I corrispondenti valori patrimoniali del periodo precedente non sono riclassificati.
I risultati delle attività operative cessate (o in corso di dismissione) sono esposti separatamente nel conto economico al netto degli effetti fiscali. I corrispondenti valori relativi al periodo precedente sono riclassificati ed esposti separatamente nel conto economico, al netto degli effetti fiscali, ai fini comparativi.

parziale di *Enel Union Fenosa Renovables*;

2 della contrazione degli *ammortamenti*. Va rammentato, però, che nel 2005 erano considerate, sino al momento del deconsolidamento, le quote relative alle divisioni Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione[199];

3 della variazione della voce concernente *dismissioni ordinarie e altri movimenti* dovuta, principalmente, alla riclassifica (effettuata nel 2005) dei materiali destinati all'attività di costruzione e manutenzione delle reti di distribuzione – in precedenza, classificati tra i "beni merce" - nonché all'apporto di terreni e fabbricati in "Dalmazia Trieste" a seguito dell'operazione di scissione della società "Immobiliare Foro Bonaparte" effettuata nel 2005;

4 della presenza di beni *in leasing* (225 milioni di euro) riferibili agli accordi di "sale and lease back" dell'impianto nucleare V1 di Jaslovske Bohunice e dell'impianto idroelettrico di Gabcikovo[200];

5 della riduzione complessiva degli *investimenti* - da euro milioni 3.307 a 2.759 (- *9,15%*) - conseguente al deconsolidamento di *T.E.R.NA.* e di *Wind*. Risultano, invece, in aumento (in totale, 184 milioni di euro) gli investimenti in impianti di produzione termoelettrici e nucleari (all'estero) mentre flettono quelli sia da "fonti rinnovabili" che idroelettrici e geo-termo-elettrici;

b) alla discreta crescita (euro milioni 800=+*36,66%*) delle più modeste *immobilizzazioni immateriali* – specie per le voci "avviamento", "diritti di brevetto industriale ed utilizzo opere dell'ingegno" e "concessioni, marchi, licenze e diritti simili" - per operazioni che, in gran parte (776 milioni di euro), hanno interessato la variazione dell'area di consolidamento[201], gli investimenti (204 milioni di euro) nonché gli ammortamenti (-190 milioni di euro);

c) all' aumento (658 milioni di euro) delle *attività finanziarie non correnti* causato dal credito residuo (962 milioni di euro) della cessione del *26,1%* del capitale di *Weather*, in parte, compensato dalla flessione sia delle partecipazioni in altre imprese (227 milioni di euro) sia dei crediti verso istituti finanziatori, imprese collegate, ecc.;

---

[199] Al netto di tale effetto, la voce si incrementa di 236 milioni di euro, per effetto essenzialmente dell'acquisizione di *Slovenské Elektrárne* ed *Enel Panama*.

[200] La sottoscrizione era condizione necessaria per l'avvio del processo di privatizzazione del sistema elettrico slovacco. In particolare, il contratto di *leasing* dell'impianto V1 si riferisce all'intera vita utile residua del bene e al periodo intercorrente tra la fermata della produzione e l'inizio del processo di *decommissioning*, mentre per l'impianto di Gabcikovo l'accordo ha durata trentennale da aprile 2006.

[201] Riferibile all'acquisizione del 66% del capitale sociale di *Slovenské Elektrárne* (561 milioni di euro), del 100% del capitale delle società russa *RusEnergoSbyt* (80 milioni di euro) attraverso l'acquisto del 49,5% della sua controllante diretta *Res Holdings*, del 100% di *Enel Panama* (62 milioni di euro), del 100% di Erelis (14 milioni di euro), del 73% di *Enel Operations Bulgaria* (già Maritza East 3 Operating Company, 2 milioni di euro), al netto della cessione del 30% del capitale di *Enel Unión Fenosa Renovables* (-49 milioni di euro).

d) al rilevante ridimensionamento di euro 1.741 milioni (*-96,88%*) - al termine degli interventi in Wind, Weather e Gesam - delle partecipazioni *valutate col metodo del patrimonio netto* nonché delle *altre attività non correnti* (*-41,74%*) per la diminuzione dei "crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico" che riflette, in massima parte, il rimborso degli *stranded cost* avvenuto nel corso del 2006, come disposto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera n. 132/06 del 28 giugno 2006;

e) alla lieve riduzione delle *attività per imposte anticipate* (*-12,60%*) derivante dalla rilevazione, nel conto economico, della fiscalità di competenza dell'esercizio (368 milioni di euro) riferita prevalentemente agli accantonamenti per rischi e oneri nonché a perdite di valore di partecipazioni rilevate in esercizi precedenti, la cui deducibilità viene differita in più esercizi. Non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse delle *holding,* di partecipazioni site in Olanda e Lussemburgo (649 milioni di euro), in quanto i relativi regimi fiscali qualificano come non imponibili i previsti ricavi (dividendi) delle stesse società.

A2) Sul lieve aumento di complessivi euro milioni 254 (*+ 1,99%*) delle **attività correnti** influiscono le:

- *altre attività correnti* (+ euro milioni 741= *43,28%*) aventi ad oggetto i crediti "verso altri" (euro milioni 975) nonché i crediti "a breve" verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (euro milioni 1.355) il cui incremento deriva dall'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica[202];

- *rimanenze* (+ euro milioni 325 = *36,76%*), in particolare: materie prime, sussidiarie e di consumo rappresentate 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. La crescita è legata al consolidamento di *Slovenske Elektrárne* nonché alla valorizzazione a prezzi medi ponderati più elevati delle giacenze di olio combustibile. L'inserimento di alcuni immobili si riferisce, in massima parte, alle residue unità immobiliari (ad uso civile) destinate alla vendita;

- *disponibilità liquide* (incremento di euro milioni 71).

Il calo di euro milioni 358 (- *4,30%*) dei *crediti commerciali* - la cui incidenza percentuale passa al *61,21%,* dal *65,24%* del 2005 - riflette i minori crediti sia per vendita e trasporto di energia elettrica e gas sia per altre attività oltre alla variazione dell'area di consolidamento (in particolare, *Slovenske Elektrárne*).

---

[202] Considerando anche la quota di crediti a lungo termine (209 milioni di euro inseriti tra le altre attività non correnti), i crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico ammontano complessivamente a 1.564 milioni di euro e sono parzialmente compensati da debiti per 948 milioni di euro (406 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

La flessione delle *attività finanziarie correnti (- 29,34%)* consegue ai minori (-163 milioni di euro) "crediti per anticipazioni *factoring*" - per riduzione dei saldi scontati dai fornitori connessa essenzialmente alla cessazione dei rapporti di *factoring* con i fornitori di *Wind* - ed all'azzeramento della voce "Partecipazioni" che, al 31 dicembre 2005, si riferiva interamente alla valutazione al *fair value* dell'1,02% della partecipazione in *T.E.R.NA.* relativa alla quota riconosciuta a titolo gratuito agli azionisti (*bonus share*) il cui esercizio è avvenuto nel mese di gennaio 2006.

B) Passività

I) Il ***patrimonio netto del Gruppo*** si riduce di euro milioni 597 (*-3,13%*); anche in diminuzione (391 milioni) è il patrimonio netto *complessivo*. Su dette risultanze influiscono congiuntamente:

- il pagamento dei dividendi (saldo 2005, pari a 44 centesimi di euro per azione per complessivi euro 2.724 milioni, pagato a giugno 2006, ed acconto dell'esercizio 2006 corrisposto a novembre, di 20 centesimi di euro per azione pari a 1.235 milioni di euro). Detti pagamenti sono parzialmente compensati dall'utile consolidato dell'esercizio 2006, dall'aumento del capitale e delle riserve, dalla valutazione degli strumenti finanziari, ecc.;
- l'esercizio, nel corso del 2006, di 19.124.633 *stock option* relative al periodo 2002-2004[203];
- la conversione dei bilanci di alcune società estere.

[203] V. par. 4.

prospetto n. 21 (in milioni di euro)

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO		
dal bilancio consolidato 2006 (princìpi contabili IFRS/EU)		
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	**2006**	***2005***
Patrimonio netto del Gruppo		
- Capitale sociale	6.176	*6.157*
- Altre riserve	4.549	*4.251*
- Utili e perdite accumulati	5.934	*5.923*
- Risultato netto dell'esercizio[204]	1.801	*2.726*
Totale Patrimonio netto del Gruppo	**18.460**	***19.057***
Patrimonio netto di terzi	**565**	***359***
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**19.025**	***19.416***
variazione %	*-2,01*	
Passività non correnti		
- Finanziamenti a lungo termine	12.194	*10.967*
- TFR e altri benefici ai dipendenti	2.633	*2.662*
- Fondo rischi e oneri futuri	4.151	*1.267*
- Passività per imposte differite	2.504	*2.464*
- Passività finanziarie non correnti	116	*262*
- Altre passività non correnti	1.044	*846*
Totale Passività non correnti	**22.642**	***18.468***
Passività correnti		
- Finanziamenti a breve termine	1.086	*1.361*
- Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	323	*935*
- Debiti commerciali	6.188	*6.610*
- Debiti per imposte sul reddito	189	*28*
- Passività finanziarie correnti	941	*294*
- Altre passività correnti	4.106	*3.390*
Totale Passività correnti	**12.833**	***12.618***
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	**54.500**	***50.502***
variazione %	*7,92*	---

Gli *utili* e le *perdite*, ammontanti a fine 2006 ad euro milioni 5.934, lievitano di euro milioni 11 mentre il *capitale sociale*, incrementatosi di appena 19 milioni di euro, era costituito da azioni con valore unitario pari ad un euro[205]: come già precisato, oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze ed alla "Cassa Depositi e Prestiti S.p.A.", non vi erano azionisti con quote di partecipazione superiore al *2%* del capitale stesso.

Quanto alle *riserve*: a) quella *legale* rappresenta il *23,53%* del capitale sociale della *CapoGruppo*; b) la riserva *"ex lege n. 292/1993"* espone la quota residua delle rettifiche di valore effettuate per la trasformazione di *ENEL* da Ente Pubblico a S.p.A.; c) la riserva *da valutazione strumenti finanziari* di 163 milioni di euro include, tra l'altro, sia 16 milioni relativi a perdite non realizzate alla data di riferimento, e rilevate direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (*cash flow hedge*), sia proventi non realizzati per 177 milioni di euro relativi a valutazioni al *fair value* di attività finanziarie.

---

[204] Al netto dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006, pari a 1.235 milioni di euro (1.169 milioni di euro per l'esercizio 2005).

[205] Il capitale sociale, al 31 dicembre 2006, è rappresentato da 6.176.196.279 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (6.157.071.646 azioni al 31 dicembre 2005).

Decresce in maniera sensibile, da euro milioni 2.726 a 1.801 (- *33,93%*), l'*utile dell'esercizio* (risultato netto di esercizio) *di pertinenza del Gruppo.*

Il raccordo tra il patrimonio netto e l'utile (come da bilancio d'esercizio della *CapoGruppo)* nonché i rispettivi dati consolidati, è sintetizzato nel prospetto n. 22:

prospetto n. 22 (in milioni di euro)

RACCORDO TRA IL PATRIMONIO NETTO E L'UTILE COME DA BILANCIO DI ESERCIZIO DELLA CAPOGRUPPO E I RISPETTIVI DATI CONSOLIDATI

	Utile es. 2006	Patrimonio netto al 31.12.2006	Utile es. 2005	Patrimonio netto al 31.12.2005
Saldi da Bilancio della CapoGruppo	**3.347**	**14.600**	**2.696**	**15.025**
Effetti del consolidamento dei bilanci delle società controllate	-260	4.878	1.148	3.631
Eliminazione utili infra Gruppo	-51	-1.018	51	401
Totale Gruppo	**3.036**	**18.460**	**3.895**	**19.057**
Totale Terzi	**65**	**565**	**237**	**359**
Saldi da Bilancio Consolidato	**3.101**	**19.025**	**4.132**	**19.416**

II) Le **passività non correnti**, che costituiscono il *63,83%* del totale passivo (*56,74%* nel 2005), mostrano una crescita complessiva di euro milioni 4.174 con percentuali differenti nelle diverse componenti.

La voce di spicco è rappresentata dai *finanziamenti a lungo termine* riguardanti i prestiti obbligazionari (8.375 milioni di euro = *+4,13%*) nonché i finanziamenti bancari ed altri finanziamenti in euro e valute diverse (3.819 milioni), incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi successivi: il loro aumento di 1.227 milioni di euro (*+11,19%*) é da attribuire ad operazioni finanziarie di alcune società estere ed al conseguente consolidamento del debito[206].

A fine dicembre 2006 la percentuale dell'indebitamento finanziario a *"lungo termine"* raggiungeva il *34,37%* del totale passività; alla stessa data, per ridurre l'ammontare del debito soggetto a fluttuazioni del tasso di interesse, erano in essere "strumenti finanziari derivati" con una quota di debito ancora esposta ad oscillazioni stimata intorno al *23%* del totale. Il piano dei rimborsi abbraccia un periodo che va dal 2008 al 2032 per le obbligazioni, dal 2007 al 2026 per i finanziamenti bancari e dal 2007

---

[206] Fra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del 2006, si ricordano le seguenti:
- rifinanziamento del debito esistente di *Slovenské elektrárne* mediante la stipula di nuove linee di credito *revolving* a 5 anni per complessivi 600 milioni di euro, senza garanzia di Enel SpA, utilizzate per 565 milioni di euro a fine 2006;
- rinegoziazione del *project financing* su Enel Maritza East 3 (già Maritza East III Power Company) da 450 milioni di euro con scadenza nel 2023 interamente garantito dalla SACE, utilizzato per 220 milioni di euro al 31 dicembre 2006;
- rinegoziazione del *project financing* Acuerdo Marco II su Enel Unión Fenosa Renovables da 283 milioni di euro della durata di 15 anni utilizzato per 80 milioni di euro al 31 dicembre 2006;
- stipula da parte di *Enel Viesgo Generación* di un finanziamento BEI da 150 milioni di euro per investimenti nella centrale di Escatrón, attualmente non ancora erogato;
- stipula da parte di *Enel Distribuzione* di un finanziamento BEI da 600 milioni di euro per investimenti nel progetto "Efficienza Rete", interamente erogato al 31 dicembre 2006.

Si evidenzia, inoltre, che la linea di credito rotativa da 5 miliardi di euro a 5 anni (rinnovabile per ulteriori due), stipulata da Enel S.p.A. nel mese di novembre 2005, risulta essere inutilizzata e integralmente disponibile al 31 dicembre 2006.

al 2020 per i finanziamenti non bancari.

La voce *fondo rischi ed oneri futuri* cresce di euro milioni 2.884 (+ *227,62%*) in quanto - sebbene i nuovi accantonamenti complessivi (euro milioni 825) siano di importo superiore ai corrispondenti utilizzi (euro milioni 276) - è nettamente influenzata dalla modificazione, rispetto al 2005, dell'area di consolidamento (euro milioni 2.526): in particolare, il "*Fondo oneri per incentivi all'esodo*[207]" (euro milioni 422, contro 121), quello per "*contenzioso legale*[208]" (euro milioni 348, contro 341) come pure gli "*altri*" fondi (euro milioni 960, contro 550). Da segnalare l'utilizzo di 120 milioni di euro del "*fondo emissioni CO_2*" e, sopra tutto, il "*Fondo per decommissioning nucleare*" che si riferisce agli impianti slovacchi di Jasklovske Bohunice (V1 e V2) di Mochovce (EMO 1 e 2)[209]. Il "*Fondo smantellamento e ripristino impianti*" accoglie, invece, il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali od implicite; l'incremento registrato nel 2006, pari a 196 milioni di euro, è da riferire a *Slovenske Elektrárne* per 190 milioni di euro (di cui 169 milioni di euro alla data di acquisizione), relativi alle centrali termoelettriche di Novany e Vojany.

Si riduce di poco (29 milioni di euro) la voce *Tfr e altri benefici ai dipendenti* comprendente gli accantonamenti destinati a coprire i benefici successivi al rapporto di lavoro nonché altri benefici a lungo termine spettanti ai dipendenti in forza di legge o di contratto[210].

Si evidenzia, infine, che:

- le *passività per imposte differite* sono in lievissimo aumento (+ *1,63%*) ed attengono, in gran parte, alla differenza tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali ed alla vita utile dei beni, ai proventi a tassazione differita, ecc.;

---

[207] Il fondo accoglie l'accantonamento effettuato in base alla stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni anticipate consensuali del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

[208] Nel "Fondo contenzioso legale" sono inserite le stime riguardanti gli oneri connessi ai contenziosi sorti nell'esercizio nonché l'aggiornamento delle posizioni degli anni precedenti, sulla base delle indicazioni dei legali interni ed esterni.

[209] Include le seguenti voci:
- fondo per smaltimento scorie nucleari (288 milioni di euro) per costi di trasporto, trattamento e immagazzinaggio delle scorie nucleari;
- fondo per smaltimento combustibile nucleare esausto (1.222 milioni di euro) per stima dei costi di trasporto e immagazzinaggio del combustibile nucleare consumato;
- fondo smantellamento impianti nucleari (679 milioni di euro) per stima dei costi di smantellamento degli impianti effettuata in base a valutazioni tecniche e finanziarie che tengono conto, sia degli investimenti necessari per lo smantellamento stesso, valutati anche attraverso analisi comparative, sia dei piani operativi fissati in tema di *decommissioning* dalle autorità slovacche preposte al controllo di tale attività.

I tempi stimati per l'esborso finanziario degli oneri sopra citati 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 dei tassi compresi in un intervallo tra il 4,2% e il 4,5%.

[210] Contiene tutte le vari forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a TFR, Indennità per Mensilità Aggiuntive e Indennità Sostitutiva del Preavviso, Premi di Fedeltà, Previdenza Integrativa Aziendale, Assistenza Sanitaria e Sconto Energia (energia a tariffa ridotta).

- le *passività finanziarie non correnti* si riducono di euro 146 milioni ed espongono le valutazioni al *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge*[211];
- la variazione (+198 milioni di euro) delle *altre passività non correnti* riflette sostanzialmente l'incremento dei ricavi per allacciamento differiti nonché dei contributi che la Cassa Conguaglio riconoscerà ad *Enel* a fronte dell'annullamento dei titoli relativi ai progetti di efficienza energetica realizzati o acquistati.

III) Le **passività correnti** (il *36,17%* del passivo) si incrementano, nel complesso, di euro milioni 215 (*+1,70%*) e sono costituite dai *debiti commerciali* nonché dalle *altre passività correnti* il cui andamento è contrapposto:

a) diminuiscono di 422 milioni di euro i *debiti commerciali* che attengono a forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse;

b) lievitano di 716 milioni di euro le *altre passività correnti* ancorché le singole componenti presentino variazioni non omogenee: in particolare, per esposizioni *tributarie* (da euro milioni 199 a 221) oppure verso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (+542 milioni di euro) e verso clienti per depositi cauzionali[212] (-183 milioni di euro), ecc..

I *finanziamenti "a breve termine"* (compresa l'emissione di *commercial paper*)[213] si riducono da euro milioni 1.361 a 1.086 (*-20,20%*), con un'incidenza sul totale passivo del *3,06%*: il ricorso a queste tipologie di indebitamento è finalizzato al mantenimento di un elevato livello di flessibilità nella gestione dell'esposizione complessiva. Le emissioni in divise diverse dall'euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di *currency swap*.

La flessione di 612 milioni di euro delle *quote correnti dei finanziamenti a lungo termine* concerne, invece, le obbligazioni e, in misura inferiore, i finanziamenti bancari.

Ciò premesso, oltre a quanto sarà esposto nel successivo paragrafo 10.5.2, si

---

[211] I contratti derivati al 31 dicembre 2006 si riferiscono alla copertura del rischio di tasso di interesse su alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile. Trattandosi di derivati correlati con il finanziamento sottostante, il *fair value* negativo di tali posizioni, dovuto principalmente alla notevole riduzione dei tassi d'interesse di mercato verificatasi negli ultimi anni, viene in gran parte compensato dalla riduzione degli oneri finanziari relativi alle passività coperte. Il decremento dell'esercizio deriva dall'incremento dei tassi d'interesse di mercato verificatosi nel 2006.

[212] Importi ricevuti dai clienti in forza del contratto di somministrazione dell'energia che, a seguito della sottoscrizione, vengono classificati quali passività correnti in quanto la società non ha un diritto incondizionato di differire il rimborso di tale passività oltre i dodici mesi.

[213] I debiti costituiti da *commercial paper* si riferiscono alle emissioni in essere a fine esercizio nell'ambito del programma di 4.000 milioni di euro lanciato nel novembre 2005 da *Enel Finance International* con la garanzia di Enel S.p.A..

Al 31 dicembre 2006 l'utilizzo del programma è pari a 531 milioni di euro. Il valore nozionale delle *commercial paper*, pari a 535 milioni di euro, è denominato in euro (per 202 milioni di euro), in sterline (per un controvalore pari a 48 milioni di euro), in dollari statunitensi (per un controvalore pari a 251 milioni di euro) e in franchi svizzeri (per un controvalore di circa 34 milioni di euro).

rappresenta la crescita sia dei *debiti per imposte sul reddito* (+ 161 milioni di euro) sia, in maniera più consistente (+647 milioni), delle *passività finanziarie correnti* - che riguardano, specialmente, le passività finanziarie differite ed i derivati di *trading* e di *cash flow hedge*[214] - parzialmente compensata dalla riduzione dei debiti finanziari "a breve" e dei debiti verso fornitori.

10.4. - IL CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO (prospetto n. 23).

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

Il **risultato operativo**[215] di euro milioni 281 (*+5,07%*), nel 2006, è determinato dalla differenza ricavi/costi aumentata dal provento (euro milioni 263) per lo scambio azionario *Wind – Weather* [216] e depurata dagli oneri netti da gestione rischio *commodity* [217] (euro milioni 614).

E' maggiore la crescita dei ricavi rispetto ai costi.

Il **risultato prima delle imposte** cresce di 374 milioni di euro anche perché diminuiscono gli oneri finanziari netti (da 744 a 651 milioni di euro = - *12,50%*).

Si riduce (- *24,95%*) l'**utile d'esercizio** (risultato netto) del *Gruppo* e di terzi costituito esclusivamente dalle *continuing operations*, peraltro, in lieve crescita.

Le **imposte** ammontano a 2.067 milioni di euro con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del *40,00%* pressoché analoga a quella del *40,34%* nell'esercizio precedente.

---

[214] I derivati di *trading* su tassi e cambi si riferiscono alla valutazione delle operazioni in derivati che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in *hedge accounting*. I derivati di *trading* su *commodity* riguardano operazioni di trading di combustibili ed energia.

[215] L'incremento interessa, in particolare, la Capogruppo e la divisione Internazionale, mentre diminuiscono, invece, per le divisioni: Mercato Italia, Generazione ed Energy Management Italia, Infrastrutture e Reti Italia, Servizi e altre attività.

[216] Il provento si riferisce alla valutazione degli effetti dell'operazione di scambio azionario in data 8 febbraio 2006 del *30,97%* del capitale di *Wind* contro il *20,9%* del capitale di *Weather*.

[217] A fronte di un valore positivo di 272 milioni di euro nel 2005. Tale andamento è dovuto principalmente ai maggiori oneri netti sui "Contratti per differenza" stipulati con l'Acquirente Unico. In particolare, l'onere netto rilevato nel 2006 si riferisce per 485 milioni di euro ai risultati delle posizioni chiuse nell'esercizio (233 milioni di euro di proventi netti nel 2005) e per 129 milioni di euro alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine esercizio (39 milioni di euro di proventi netti nel 2005). Gli oneri netti riferiti alle posizioni chiuse nell'esercizio risentono dell'andamento crescente del prezzo dell'energia sul *pool* che ha peraltro determinato un incremento dei ricavi delle vendite sulla Borsa dell'energia elettrica. Tuttavia, tale incremento è stato più che compensato da un decremento dei ricavi dovuto all'effetto dei minori quantitativi venduti.

prospetto n. 23 (in milioni di euro)

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO			
dal bilancio consolidato 2006 (secondo principi contabili IFRS/EU)	**2006**	***var. %***	**2005**
Ricavi			
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	37.497	*15,84*	32.370
- Altri ricavi	1.016	*-28,30*	1.417
Totale ricavi	**38.513**	*13,99*	**33.787**
Provento da scambio azionario	**263**		
Costi			
- Materie prime e materiali di consumo	23.469	*13,74*	20.633
- Servizi	3.477	*13,74*	3.057
- Costo del personale	3.210	*16,22*	2.762
- Ammortamenti e perdite di valore	2.463	*11,60*	2.207
- Altri costi operativi	713	*-21,73*	911
- Costi per lavori interni capitalizzati	-989	*-5,72*	-1.049
Totale costi	**32.343**	*13,40*	**28.521**
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity	**-614**		**272**
Risultato operativo	**5.819**	*5,07*	**5.538**
Proventi finanziari	513	*123,04*	230
Oneri finanziari	-1.160	*22,88*	-944
Quota dei Proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patr. netto	-4	*-86,67*	-30
Risultato prima delle imposte	**5.168**	*7,80*	**4.794**
Imposte	2.067	*6,88*	1.934
Risultato delle *continuing operations*	**3.101**	*8,43*	**2.860**
Risultato delle *discontinued operations*		*-100,00*	**1.272**
Risultato netto (Gruppo e terzi)	**3.101**	*-24,95*	**4.132**
Quota di pertinenza di terzi	65	*-72,57*	237
Quota di pertinenza del Gruppo	3.036	*-22,05*	3.895

* * *

Ad un esame più analitico, il panorama del conto economico si presenta, nell'insieme, alquanto differenziato ed espone puntuali variazioni delle singole componenti così riassumibili:

A) <u>RICAVI</u>

1. il discreto incremento di euro milioni 5.127 dei **"ricavi delle vendite e delle prestazioni"**[218] è connesso principalmente alle *vendita e trasporto di energia elettrica* e *contributi da Cassa Conguaglio* (in aumento di euro milioni 5.223) la cui incidenza sul totale è dell'*88,88%*.

Nell'ambito di detta voce si segnalano gli aumenti:

- di complessivi 2.345 milioni di euro dei ricavi all'estero, di cui 1.153 milioni di euro relativi alla variazione di perimetro (consolidamento di *Slovenske Elektrárne, RusEnergosbyt* ed *Enel Panama*) e 1.022 milioni di euro riferibili al *trading* internazionale

[218] Riguardano, sopra tutto, le divisioni GEMI, Internazionale e Mercato Italia.

di energia;

- di 1.101 milioni di euro dei ricavi da trasporto e vendita di energia sul mercato libero nazionale per effetto della crescita dei prezzi unitari e dei volumi venduti;
- di 823 milioni di euro dei ricavi di vendita e trasporto sul mercato vincolato nazionale per la copertura dei costi di generazione, riflessi in tariffa, parzialmente compensati dai minori volumi venduti;
- delle vendite all'ingrosso (719 milioni di euro) per effetto della crescita dei volumi venduti ai rivenditori;
- di 396 milioni di euro dei ricavi a causa della crescita della remunerazione dei servizi di dispacciamento.

Si riducono, invece, i contributi provenienti dalla Cassa Conguaglio per il riconoscimento, nel 2005, del provento di 100 milioni di euro conseguente al recupero degli oneri per "certificati verdi" sostenuti nel 2002 e nel 2003.

I *ricavi per trasporto di gas ai clienti finali* presentano una crescita di 139 milioni di euro (+ *8,90%*) da attribuire all'aumento della componente tariffaria correlata all'andamento del costo della "materia prima" che ha largamente compensato la riduzione dei volumi venduti.

Diminuiscono, infine, in relazione al decremento delle vendite di combustibili diversi dal gas naturale, i proventi sia *per vendita di combustibili* (33 milioni di euro =-5,*03%*) sia *per lavori in corso su ordinazione* (euro milioni 152 = *-52,41%*) - essendosi ridimensionate le "attività verso terzi" dei settori costruzioni ed ingegneria - nonché i contributi di allacciamento alle reti elettriche/gas (- *5,94%*) ed il volume delle *altre vendite e prestazioni* (- *2,66%*).

2. La contrazione di euro milioni 401 degli **"altri ricavi"** attiene, di massima, a "partite regolatorie pregresse" circa i rimborsi per servizi di riserva verso il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (ora Gestore dei Servizi Elettrici) per il periodo 2002/31 marzo 2004.

Da segnalare i "premi per continuità del servizio" (194 milioni di euro, con un incremento del *68,70%*, rispetto al 2005) - per il riconoscimento spettante ad *Enel Distribuzione* e *Deval*, per i recuperi di continuità del servizio rilevati nell'esercizio - oltre all'integrazione di quanto già iscritto lo scorso esercizio per i recuperi di continuità del 2005.

Infine, nell'ambito delle "plusvalenze da cessione attività" ammontanti a 90 milioni di euro, la quasi totalità (85 milioni) proviene dalla cessione delle reti di distribuzione di alcuni Comuni in Provincia di Modena.

Tenuto conto della **provenienza geografica** dei "ricavi" del *Gruppo ENEL* (prospetto n. 24) si conferma la consistente incidenza percentuale della componente nazionale:

prospetto n. 24 (in milioni di euro)

Provenienza geografica dei ricavi delle vendite e delle prestazioni	2006	
	importo	*%*
Italia	32.389	*87*
Europa	4.525	*12*
America	180	*0*
Medio oriente	22	*0*
Altre	381	*1*
Totale	**37.497**	*100*

B) PROVENTO DA SCAMBIO AZIONARIO

Il provento di 263 milioni di euro riguarda il risultato positivo generato dalla cessione di *Wind* avvenuta mediante lo scambio azionario del *30,97%* del (suo) capitale contro il *20,90%* del capitale di *Weather*.

C) COSTI

Lievitano complessivamente di euro milioni 3.822 (+ *13,40%*) e sono dovuti al netto incremento (euro milioni 2.836) degli acquisti di *materie prime e materiali di consumo* che rappresentano il *72,56%* del totale: trattasi della spesa per *energia elettrica* che si accresce di euro milioni 2.761 (+ *19,28%*) in relazione all'incremento del costo medio dell'energia nonché alla variazione dell'area di consolidamento delle società estere. Detti risultati sono parzialmente compensati dalla contrazione delle quantità acquistate in Italia per effetto della riduzione dell' energia elettrica venduta sul mercato vincolato.

I *costi per lavori interni capitalizzati* si riducono di poco (euro milioni 60) per la minore attività di realizzazione interna della divisione "Generazione ed Energy Management Italia".

La flessione di euro milioni 198 degli *altri costi operativi* è riconducibile ai minori oneri sia per emissioni inquinanti, prodotte in eccesso rispetto alle quote assegnate (stimati in 84 milioni di euro, contro i 228 milioni del 2005)[219], sia per i "certificati verdi" (- 46 milioni di euro) nonché per "accantonamenti rischi ed oneri diversi" (- 114 milioni di euro).

Crescono, invece, di euro milioni 420 i costi per *servizi* - per effetto dell'incremento dei costi per vettoriamenti passivi per maggiore attività sul mercato libero - mentre diminuiscono di euro milioni 48 (*-6,01%*) gli *acquisti di materiali* a causa

[219] La diminuzione è riferibile all'effetto dell'allineamento del valore del *deficit* di quote dell'esercizio 2005 (10,7 Mton) ai prezzi di approvvigionamento delle quote stesse avvenuto nel corso del 2006, sensibilmente inferiori rispetto a quelli di mercato utilizzati per la valutazione effettuata al 31 dicembre 2005. Tale effetto positivo è stato compensato dal costo sostenuto per l'approvvigionamento di parte delle quote relative alla copertura del *deficit* verificatosi nell'esercizio e dalla valorizzazione al prezzo di fine anno del *deficit* residuo non ancora coperto (1,3 Mton).

della minore attività di costruzione.

Si registra, inoltre, l' aumento del *costo del personale* (*+16,22%*) che include l' onere di 487 milioni di euro sostenuto nell'esercizio per incentivi all' esodo.

La crescita, infine, degli *ammortamenti e perdite di valore* dipende dalle attività *materiali,* per complessivi 189 milioni di euro, dopo l'entrata nell'area di consolidamento di *Slovenske Elektrárne* ed *Enel Panama.*

* * *

Torna a rincarare il **costo per consulenze**[220] che, nel periodo di riferimento, si presenta quasi raddoppiato (v. prospetto n. 25) pur senza raggiungere l'importo di 52,7 milioni di euro registrato nel 2004. Principali utilizzatori delle consulenze sono, la *Corporate* (peraltro, in rapida crescita di 17 milioni di euro), *Enel Produzione* (che aumenta di 6,3 milioni di euro) ed *Enel Rete Gas.* Per le restanti società del *Gruppo* si registrano, invece, lievi diminuzioni con diversa incidenza percentuale sul totale e va segnalata la comparsa, per la prima volta, degli esborsi per consulenze ordinate da *Rusenergosbyt, Slovenske Elektrarne* ed *Electrica Banat.*

prospetto n. 25 (in milioni di euro)

COSTO PER CONSULENZE DEL *GRUPPO ENEL* (*)	**2006**	***inc.%***	**2005**	***inc.%***
Corporate	32,0	*67,7*	15,0	*54,0*
Enel Produzione	8,9	*18,8*	2,6	*9,4*
Enel Energia (ex Enel Gas e Enel Energia)	2,4	*5,1*	0,2	*0,7*
Enel Rete Gas	1,1	*2,3*	0,3	*1,1*
Enel Distribuzione	1,0	*2,1*	1,1	*4,0*
Enel Trade	0,7	*1,5*	1,0	*3,6*
Rusenergosbyt	0,4	*0,8*	-	-
Enel Latin America	0,3	*0,6*	0,9	*3,2*
Slovenske Elektrarne	0,2	*0,4*	-	-
Electrica Banat	0,1	*0,2*	-	-
Enel.Factor	0,1	*0,2*	0,2	*0,7*
Enel Servizi (ex Enel Ape, Enel.it, e Enel Facility Management)	0,1	*0,2*	1,2	*4,3*
Altre	-	-	5,3	*19,1*
TOTALE	**47,3**	***100,0***	**27,8**	***100,0***

(*) Tra i costi per consulenze sono compresi gli oneri per operazioni straordinarie.

Ad avviso della Corte l'ulteriore riduzione di questa tipologia di spese è possibile e deve costituire uno degli obiettivi di contenimento dei costi senza, tuttavia, rischi di pregiudizio per l'efficienza operativa e per i risultati conseguibili: oltre alla più ampia valorizzazione delle professionalità interne, appaiono assentibili i pareri, gli studi, le consulenze, ecc. solo se strettamente necessari ampliando, peraltro, la scelta ad una più vasta gamma di esperti anche ad evitare la cristallizzazione di alcuni rapporti ed il carattere di abitualità.

L' *ENEL S.p.A.* è nuovamente invitato - anche per le necessarie misure nei

[220] Circa la tipologia ed il contenuto delle consulenze, trattasi di incarichi di differente natura e finalità – con importi, talvolta, elevati – affidati dai vari settori interessati (*Corporate*, affari istituzionali ed internazionali; personale, organizzazione e servizi; amministrazione, finanza e controllo; comunicazione; ecc.) per la soluzione di problemi riguardanti prevalentemente: questioni di natura organizzativa, strategica, fiscale e finanziaria, commerciale, amministrativa; revisione e certificazione; ricerche di mercato, selezione, gestione e formazione del personale; studi, ricerche e consulenze tecniche, ecc.

confronti di tutte le altre società del *Gruppo* - a compiere ogni possibile sforzo verso questo obiettivo.

* * *

Lievita leggermente nella misura dell'*1,9%* il **costo per l'informatica** (prospetto n. 25/bis) i cui valori più elevati continuano ad essere rappresentati da *Enel Servizi* ed *Enel Distribuzione*. Riprendono a crescere sia il valore assoluto che l'incidenza percentuale della *Corporate* mentre, anche qui per la prima volta, figurano i costi di *Slovenske Elektrarne* ed *Electrica Dobrogea*. Come per il passato si riferiscono, in massima parte, a servizi di varia consulenza nonché a prestazioni di natura tecnico/ingegneristica ed altre.

prospetto n. 25/bis (in milioni di euro)

COSTO PER SERVIZI INFORMATICI DEL GRUPPO *ENEL*	2006	*inc %*	2005	*inc %*
Enel Servizi (*ex* Enel Ape, Enel.it, e Enel Facility Management)	102,5	*83,1*	100,2	*82,8*
Enel Distribuzione	10,4	*8,4*	10,7	*8,8*
Slovenske Elektrarne	3,4	*2,8*	-	-
Corporate	2,0	*1,6*	0,9	*0,7*
Enel Energia (ex Enel Gas e Enel Energia)	0,8	*0,6*	1,5	*1,2*
Enel Viesgo Servicios	0,8	*0,6*	1,6	*1,3*
Electrica Banat	0,7	*0,6*	0,4	*0,3*
Enel Produzione	0,7	*0,6*	1,2	*1,0*
Enel.Factor	0,6	*0,5*	0,7	*0,6*
Sfera	0,6	*0,5*	0,5	*0,4*
Viesgo Generacion	0,4	*0,3*	0,6	*0,5*
Electrica Dobrogea	0,1	*0,1*	-	-
Enel.NewHydro (ex Enel Hydro)	0,1	*0,1*	0,1	*0,1*
Maritza East III Power Company	0,1	*0,1*	0,1	*0,1*
Electra de Viesgo Distribucion	0,1	*0,1*	1,8	*1,5*
Altre	-	-	0,7	*0,6*
Totale	**123,3**	*100,0*	**121,0**	*100,0*

In argomento, giova ricordare il "progetto di sicurezza informatica ***(ICT)***" il cui stato di avanzamento - iniziato a fine 2003 - è soddisfacente grazie ad un adeguato piano di investimenti che ha consentito l'implementazione di infrastrutture di monitoraggio ed il potenziamento dei controlli automatici.

D) Gli **oneri netti dalla gestione del rischio *commodity*** (- 614 milioni di euro, a fronte del valore positivo netto pari a 272 milioni di euro dell'esercizio 2005) attengono a "Contratti per differenza" stipulati con l' Acquirente Unico e derivano dal mutato andamento del prezzo di acquisto dell'energia sul *pool* nonché dei prezzi dei prodotti assunti a riferimento in questa tipologia di contratti.

E) Il **risultato operativo** migliora di 281 milioni di euro (+ *5,07%* rispetto al precedente esercizio) ed escludendo il provento generato dallo scambio azionario *Wind-Weather* , pari a 263 milioni di euro, si attesta a 5.556 milioni di euro (con aumento, pertanto, di 18 milioni di euro).

1. Gli ***oneri finanziari*** passano da 944 a 1.160 milioni di euro (*+22,88%*) per effetto della strategia dell'*ENEL* - nel contesto generale di rialzo dei tassi di interesse – di allungare la vita media del debito con riduzione della componente a tasso variabile[221].

In particolare, gli oneri (circa 8 milioni di euro) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto dell'esercizio 2006 riflettono la valutazione, fino alla data di cessione, del *26,1%* della partecipazione detenuta in *Weather Investments*. Gli oneri del 2005, invece, pari a 37 milioni di euro, consideravano la valutazione - col metodo del patrimonio netto - della quota posseduta nel capitale di *Wind Telecomunicazioni* (*37,25%*) tenuto conto dell'effetto positivo del *fair value* dell'opzione *call* prevista negli accordi contrattuali ed esercitata nel febbraio 2006.

2. I ***proventi e oneri finanziari da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*** espongono un risultato negativo di euro 4 milioni; questo importo é inferiore di 26 milioni (*-86,67%*) rispetto all'esercizio precedente: trattasi, come si è poc'anzi precisato, della valutazione fino dalla data di cessione degli oneri del *26,1%* della partecipazione detenuta in *Weather Investments*.

F) Le ***imposte*** sul reddito delle *continuing operations,* comprendenti quelle correnti e differite, ammontano a 2.067 milioni di euro con un'incidenza del *40,00%* (nel 2005=*40,34%*) sul risultato "ante imposte"; la stima delle imposte estere lievita a 99 milioni di euro (27 milioni nel 2005).

10.5 – DATI RICLASSIFICATI.

Nelle pagine che seguono, i dati del conto economico e della situazione patrimoniale sono esposti sulla base della riclassificazione effettuata secondo criteri conformi alla prassi internazionale: ciò consente, per alcuni aspetti, non solo differente prospettazione dei risultati - con indicatori di *performance* alternativi, in confronto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato – ma anche più aderente valutazione della complessa realtà gestionale della Società.

[221] La diminuzione degli oneri finanziari netti risente, inoltre, del riconoscimento nel 2006 del diritto al rimborso di imposte di registro pagate sui prestiti obbligazionari emessi nel periodo 1976-1984. Tali effetti sono stati in parte compensati dall' aumento degli oneri finanziari netti connessi al consolidamento di *Slovenské elektrárne* cui è riferibile anche l'incremento (159 milioni di euro) degli oneri da attualizzazione dei fondi rischi e oneri.

10.5.1 – LA GESTIONE ECONOMICA (prospetti nn. 26, 27, 28).

Se si considera il sottostante prospetto riepilogativo, tornano a lievitare:

a) il **margine operativo lordo** (***EBITDA***)[222] nella misura di 274 milioni di euro[223], per effetto dei miglioramenti ottenuti dalle divisioni "Infrastrutture e Reti Italia"[224], "CapoGruppo"[225], "Mercato Italia"[226] e "Internazionale"[227], mentre alcuni peggioramenti si registrano per "Servizi e Altre attività"[228] e, soprattutto, per "Generazione ed Energy Management Italia"[229];

b) il **risultato operativo** (***EBIT***)[230], che rappresenta il *15,11%* dei ricavi, con una crescita di 281 milioni di euro (prodotta dalla *Capogruppo* e dalle Divisioni Internazionale e Mercato Italia) rispetto al precedente esercizio[231];

c) il **risultato ante imposte** (***EBT***) di 374 milioni di euro, a causa dei diminuiti

---

[222] Esprime la capacità dell'impresa di produrre un autofinanziamento lordo.

[223] Il risultato considera anche i *proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity* negativi per 614 milioni di euro nell'esercizio 2006 a fronte di un valore positivo netto (272 milioni di euro) del 2005. L'andamento è dovuto principalmente ai maggiori oneri netti sui "Contratti per differenza" stipulati con l'Acquirente Unico. Gli oneri netti riferiti alle posizioni chiuse nell'esercizio risentono dell'andamento crescente del prezzo dell'energia sul *pool* che ha, peraltro, determinato un incremento dei ricavi delle vendite sulla Borsa dell'energia elettrica. Tuttavia, tale incremento è stato più che compensato dal decremento dei ricavi per i minori quantitativi venduti.

[224] Margine operativo lordo (*MOL*) in crescita di 20 milioni di euro per gli aumentati ricavi della rete elettrica dovuti agli accresciuti quantitativi di energia trasportata, ai maggiori premi netti per la continuità del servizio nonché al contenimento dei costi operativi. Tali risultati sono parzialmente compensati dai maggiori oneri per incentivi all'esodo e alla riduzione dei contributi di allacciamento e al decremento del margine della rete di distribuzione di gas collegata, prevalentemente, sia alla riduzione dei volumi vettoriali ed alla rilevazione, nel 2005, di proventi non ricorrenti sia all'incremento del costo del lavoro per la risoluzione anticipata di rapporti di lavoro.

[225] *MOL* in aumento di euro 110 milioni (+ *164,18%*) per il miglioramento del margine da vendita di energia (per maggiori prezzi di vendita) e per il provento relativo alla *bonus share* di Terna (il diritto di attribuzione è stato esercitato a gennaio 2006). A tali fattori si aggiunge la riduzione dei costi operativi per i minori accantonamenti per vertenze e contenziosi.

[226] Il *MOL* si attesta a 175 milioni di euro (+23 milioni) per l'effetto combinato dei risultati dei settori elettrico (+ 71 milioni) e gas (- 48 milioni). Per il primo, l'incremento è imputabile a partite pregresse connesse all'acquisto di energia di esercizi precedenti nonché all'aumentato margine energia, in ragione dei maggiori volumi venduti sul mercato libero, sostanzialmente compensato dai superiori oneri per esodi incentivati. Per il gas, l'effetto negativo è dovuto alle delibere n. 248/04, n. 298/05, n. 62/06 e n. 134/06 dell' Autorità per l'energia elettrica e il gas, che hanno modificato i criteri utilizzati per l'aggiornamento dei prezzi di fornitura del gas relativamente alla materia prima. Il fenomeno è, in parte, compensato dal riconoscimento di un rimborso per minori acquisti di gas negli esercizi precedenti.

[227] Il Mol ammonta a 918 milioni di euro (+ 433 milioni di euro = + *89,30%*), prevalentemente riferibili (420 milioni di euro) alla intervenuta variazione di perimetro di consolidamento (riconducibile a *Slovenské elektrárne* per 389 milioni di euro, alle società rumene per 19 milioni di euro, a *RusEnergoSbyt* per 6 milioni di euro e a *Enel Panama* per 6 milioni di euro). A ciò si aggiunge l'incremento del risultato di *Enel Maritza* East 3 per 33 milioni di euro, delle società americane per 29 milioni di euro e la flessione del margine delle società spagnole per 49 milioni di euro, in gran parte dovuta ai minori volumi prodotti e al deconsolidamento del 30% di *Enel Unión Fenosa Renovables*.

[228] *MOL* in calo (- 136 milioni di euro) per la riduzione delle attività di ingegneria e costruzioni (103 milioni di euro) e per i maggiori oneri per incentivi all'esodo (32 milioni di euro).

[229] Riduzione del *MOL* (258 milioni di euro = - *7,57%*), per il minor apporto di partite pregresse rilevate nel 2005, variazione della valutazione al *fair value* dei "Contratti per differenza" e maggiori oneri per incentivi all'esodo. Queste variazioni sono, in parte, compensate dal miglioramento del margine di generazione e dai benefici derivanti dall'attuazione di accordi transattivi con Siemens e dalla definizione nell'esercizio di partite pregresse col GRTN (ora Terna).

[230] Quale livello intermedio di reddito dato dalla differenza tra i ricavi e i costi tipici, coerenti con la missione aziendale alla quale si sottraggono ammortamenti e accantonamenti, indica il risultato della sola gestione caratteristica.

[231] Escludendo il provento (263 milioni di euro) rilevato dalla *Capogruppo*, generato dallo scambio azionario *Wind-Weather* il risultato operativo è di 5.556 milioni di euro e, pertanto, in crescita di 18 milioni di euro.

oneri finanziari netti (- *9,38%*) collegati, in gran parte: alla riduzione della componente del debito a tasso variabile e all'allungamento della vita media del debito - in presenza di rialzo dei tassi - nonché al riconoscimento del diritto al rimborso di imposte di registro pagate sui prestiti obbligazionari emessi nel periodo 1976-1984. Questi benefici sono stati parzialmente compensati dall'aumento degli oneri finanziari netti, connessi al consolidamento di *Slovenske Elektrárne*, mentre la flessione (*-86,67%*) degli oneri da partecipazioni risente della valutazione a patrimonio netto, nel 2005, della quota posseduta nel capitale di *Wind* Telecomunicazioni;

d) il **risultato delle *continuing operations***, al netto delle imposte, con l'aumento di euro milioni 241.

prospetto n. 26 ***(riclassificato)*** (in milioni di euro)

SINTESI GESTIONE ECONOMICA DI GRUPPO			
dal bilancio consolidato 2006 (secondo principi contabili IFRS/EU)	**2006**	***var. %***	**2005**
- Ricavi	38.513	*13,99*	33.787
- Costi	29.880	*13,55*	26.314
- Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-614	*-325,74*	272
Margine operativo lordo (EBITDA)	**8.019**	*3,54*	**7.745**
- Provento da scambio azionario	**263**	-	**0**
- Ammortamenti e accantonamenti	2.463	*11,60*	2.207
Risultato operativo (EBIT)	**5.819**	*5,07*	**5.538**
- Proventi finanziari	513	*123,04*	230
- Oneri finanziari	1.160	*22,88*	944
- Totale proventi/oneri finanziari	**-647**	*-9,38*	**-714**
- Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**-4**	*-86,67*	**-30**
Risultato prima delle imposte (EBT)	**5.168**	*7,80*	**4.794**
- Imposte	2.067	*6,88*	1.934
Risultato delle continuing operations	**3.101**	*8,43*	**2.860**
Risultato delle discontinued operations	**0**	*-100,00*	**1.272**
Risultato netto (Gruppo e terzi)	**3.101**	*-24,95*	**4.132**
- (Utili)/Perdite di pertinenza di terzi	-65	*-72,57*	-237
Risultato netto del Gruppo	**3.036**	*-22,05*	**3.895**

Quasi invariato (*40,00%*) resta, invece, il **peso effettivo delle imposte sul reddito** che nel precedente esercizio fu del *40,34%*;

Diminuisce, infine, di 1.031 milioni di euro il **risultato netto del Gruppo e di terzi** che non beneficia del positivo apporto (euro milioni 2.860) delle *discontinued operations*[232], come accaduto nel 2005.

* * *

Dal prospetto n. 27 si desume il complessivo incremento di 4.726 milioni di euro dei ***ricavi di Gruppo*** che risentono dell'introduzione della Borsa elettrica e dell'ACQUIRENTE UNICO nonché dell'aumento dei prezzi dell'energia elettrica per il mercato vincolato: si segnalano i maggiori (+ *18,01%*) ricavi da "vendita di energia elettrica e

[232] In particolare per plusvalenze (euro milioni 1.153) realizzate essenzialmente con la cessione del *43,85%* di *T.E.R.NA.*

contributi da Cassa Conguaglio"[233] cui vanno aggiunti i più modesti importi, anche in percentuale, per "vendita gas alla clientela finale"[234] (la crescita è di 139 milioni di euro).

prospetto n. 27 ***(riclassificato)*** (in milioni di euro)

RICAVI DI GRUPPO			
dal bilancio consolidato 2006 (princìpi contabili IFRS/EU)	**2006**	***var. %***	**2005**
- vendita energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio	34.231	*18,01*	29.008
- vendite gas alla clientela finale	1.695	*8,93*	1.556
- plusvalenze da cessione attività	90	*-31,30*	131
- altri servizi, vendite e proventi diversi	2.497	*-19,24*	3.092
TOTALE RICAVI	**38.513**	*13,99*	**33.787**

Le "plusvalenze da cessione di attività" di riducono di 41 milioni di euro e, come già detto (*v.* par. 10. 4. A. 2), si riferiscono a quelle (85 milioni di euro) realizzate con la cessione delle reti di distribuzione in Provincia di Modena.

Continuano a diminuire i ricavi da "altri servizi, vendite" ecc. per diversi motivi, tra cui: le minori vendite di combustibili per attività di *trading,* i minori contributi di allacciamento e canoni di attivazione dell'energia elettrica nonché la contrazione dei lavori in corso di ordinazione per diminuita attività di costruzioni verso terzi. Si menziona, infine, la rilevazione nel 2006 di proventi (194 milioni di euro) relativi al premio per la continuità del servizio spettante ad *Enel Distribuzione* e *Deval* per i recuperi di continuità del servizio (inclusa l'integrazione di quanto già iscritto lo scorso esercizio per i recuperi riferiti al 2005; l'analogo provento rilevato nell'esercizio precedente fu di 115 milioni di euro).

* * *

I ***costi operativi di Gruppo*** (prospetto n. 28) si presentano, nel complesso, in crescita di 3.566 milioni di euro ancorché con diverso andamento delle singole componenti: spiccano i costi per *acquisti di energia elettrica*[235], per *consumi di combustibili per generazione di energia elettrica*[236], il costo *del personale*[237] nonché quello

---

[233] L'aumento si ricollega all'incremento dei ricavi all'estero (per attività di *trading* internazionale e consolidamento da fine aprile 2006 di *Slovenské Elektrárne*, *RusEnergoSbyt* ed *Enel Panama*), al trasporto e vendita di energia sul mercato nazionale (sia libero che vincolato), alle vendite all'ingrosso e alla remunerazione dei servizi di dispacciamento. Si registra la riduzione dei contributi da Cassa Conguaglio e assimilati.

[234] Incremento di euro milioni 139 causato dall'andamento del costo della materia prima che ha compensato la riduzione dei volumi venduti.

[235] Effetto della variazione dell'area di consolidamento delle società estere e dell'incremento del costo medio dell'energia parzialmente compensato dalla riduzione delle quantità acquistate in Italia per le minori quantità vendute sul mercato vincolato.

[236] L'incremento di 176 milioni di euro è attribuibile, oltre al consolidamento di *Slovenské elektrárne*, all'aumento dei costi unitari dei combustibili.

[237] La crescita (448 milioni di euro) include l'onere complessivamente rilevato nell'esercizio per incentivi all'esodo del personale (487 milioni di euro). Escludendo l'incidenza della variazione dell'area di consolidamento, in massima parte attribuibile al diverso perimetro delle società estere, e l'effetto dei maggiori oneri per incentivi all'esodo del personale, il costo del lavoro nel 2006 - che include l'onere relativo al rinnovo del contratto di lavoro del settore elettrico - è in calo di 73 milioni di euro (*-2,70%*) a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al *4,8%*.

per *servizi e godimento beni di terzi*[238].

prospetto n. 28 ***(riclassificato)*** (in milioni di euro)

COSTI OPERATIVI DI GRUPPO			
dal bilancio consolidato 2006 (princìpi contabili IFRS/EU)	**2006**	***var. %***	**2005**
- acquisto di energia elettrica	17.082	*19,28*	14.321
- consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	4.086	*4,50*	3.910
- combustibili per trading e gas per vendita ai clienti finali	1.628	*1,50*	1.604
- materiali	750	*-6,02*	798
- costo del personale	3.210	*16,22*	2.762
- servizi e godimento beni di terzi	3.400	*11,22*	3.057
- oneri per emissioni di CO2	84	*-63,16*	228
- altri costi operativi	629	*-7,91*	683
- costi capitalizzati	-989	*-5,72*	-1049
TOTALE COSTI OPERATIVI	**29.880**	*13,55*	**26.314**

Tutti i restanti, eccetto il lieve incremento per i *combustibili destinati al trading* e *di gas per vendite ai clienti finali* flettono più o meno sensibilmente: quello per i consumi di *materiali* riflette il progressivo completamento del progetto "Telegestione" mentre gli *altri costi operativi* risentono dei minori accantonamenti ai fondi per rischi e oneri (-114 milioni di euro) parzialmente compensati dai maggiori oneri relativi al consolidamento di *Slovenske Elektrárne*.

Gli *oneri per emissioni di CO_2*, bruscamente ridottisi a 84 milioni di euro (con la diminuzione di 144 milioni di euro), subiscono l'effetto dell'allineamento del valore del *deficit* di quote dell'esercizio 2005 (10,7 Mton) ai prezzi di approvvigionamento delle quote stesse, avvenuto nel corso del 2006, sensibilmente inferiori rispetto a quelli di mercato utilizzati per la valutazione al 31 dicembre 2005. L'andamento positivo è stato compensato dal costo sostenuto per l'approvvigionamento di parte delle quote relative alla copertura del *deficit* verificatosi nell'esercizio e dalla valorizzazione, al prezzo di fine anno, del *deficit* residuo non ancora coperto (1,3 Mton).

Infine, la diminuzione (- *5,72%*) dei *costi capitalizzati* dipende dalla minore attività di realizzazione interna di impianti da parte della Divisione GEM.

10.5.2 – LA GESTIONE PATRIMONIALE (prospetto n. 29).

Il *patrimonio netto* complessivo (del *Gruppo*[239] e di terzi) si riduce di euro 391 milioni a causa del saldo negativo fra l'utile netto del 2006 ed altre operazioni tra cui: l'erogazione sia del dividendo 2005 sia dell'acconto 2006, l'esercizio di *stock option* e la conversione dei bilanci delle società estere.

Resta quasi immutato il rapporto di copertura del fabbisogno di capitali ("*capitale*

[238] Variazione riconducibile all'incremento dei costi per vettoriamenti passivi e alla variazione del perimetro di consolidamento delle società estere.

[239] Il patrimonio netto del Gruppo registra una flessione di euro 597 milioni (- *3,13%*).

investito netto")[240] costituito per il *61,94%* dal patrimonio netto (nell'anno precedente = *61,19%*) e per il restante *38,06%* (rispetto al *38,81%* del 2005) dall'indebitamento; quest'ultimo, a fine dicembre 2006, presenta un'incidenza minore sul patrimonio netto che è del *61,45%* (nel 2005 = *63,41%*).

prospetto n. 29 (***riclassificato***) (in milioni di euro)

SINTESI STRUTTURA PATRIMONIALE DI GRUPPO			
dal bilancio consolidato 2006 (princìpi contabili IFRS/EU)	**2006**	**%**	**2005**
- Attività immobilizzate nette	37.697	*8,29*	34.810
- Capitale circolante netto	752	*-50,98*	1.534
Capitale investito lordo	***38.449***	*5,79*	***36.344***
- Fondi diversi	-7.734	*67,55*	-4.616
Capitale investito netto	***30.715***	*-3,19*	***31.728***
- Patrimonio netto del Gruppo	***18.460***	*-3,13*	***19.057***
- Patrimonio netto di terzi	***565***	*57,38*	***359***
Patrimonio netto complessivo	***19.025***	*-2,01*	***19.416***
- Indebitamento finanziario netto	**11.690**	*-5,05*	**12.312**
TOTALE	**30.715**	*-3,19*	**31.728**

In confronto al 2005, si notano:

a) la discreta crescita del *capitale investito lordo* (*+5,79%*) dovuta alle *attività immobilizzate nette* (+2.887 milioni di euro) conseguente alla variazione del perimetro di consolidamento, per le nuove acquisizioni estere, nonché agli investimenti d'esercizio, con particolare influenza sul valore delle attività *materiali* e *immateriali* (+ 4.762 milioni di euro) e sull'*avviamento* (+ 696 milioni di euro).

Tra le attività immobilizzate nette si segnalano: la riduzione (-1.741 milioni di euro) delle *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* che, nel 2005, accoglievano per 1.728 milioni di euro il valore della partecipazione in *Wind*[241] (*37,25%*); la variazione negativa (euro milioni 830) delle *altre attività non correnti nette* originata da diversi fattori (tra i quali: la diminuzione del credito verso la Cassa Conguaglio, derivante dai crediti incassati nell'esercizio per il rimborso degli *stranded cost*); la riclassifica tra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto della partecipazione del *5,2%* in *Weather* rilevata al 31 dicembre 2005 tra le attività finanziarie non correnti[242]; lo svincolo del deposito per l'acquisto del 66% del capitale sociale di *Slovenske elektrárne*; i crediti verso il Fondo Statale *Decommissioning* connessi al consolidamento di *Slovenske elektrárne*.

---

[240] Indica il complesso delle fonti di capitale da remunerare in modo esplicito (azionisti e finanziatori esterni).

[241] A seguito dell'operazione avvenuta in data 8 febbraio 2006 è stata in parte ceduta (nella misura del 6,28% per un corrispettivo incassato di 328 milioni di euro) e in parte conferita (30,97%) ricevendo in cambio azioni rappresentative del 20,9% del capitale di Weather.

[242] Il 21 dicembre 2006 la partecipazione in tale società è stata totalmente ceduta per un corrispettivo di 1.962 milioni di euro.

Quasi dimezzato (-782 milioni di euro) è il *capitale circolante netto*[243] per la riduzione, tra l'altro, delle *altre attività correnti nette* (- 1.168 milioni di euro) e dei *crediti commerciali* (-289 milioni di euro), in parte, compensata dalla contestuale diminuzione dei correlativi *debiti* (-22 milioni di euro) e dalla crescita delle *rimanenze* (+325 milioni di euro);

b) il sensibile aumento del valore negativo dei *fondi diversi* (+3.118 milioni di euro) la cui movimentazione è dovuta ai *fondi per rischi e oneri* (+2.885 milioni di euro) - per effetto del *decommissioning* degli impianti nucleari, dopo il consolidamento di *Slovenske Elektrárne* - mentre continua la contrazione dei *fondi* per TFR e degli *altri benefici ai dipendenti*.

10.5.3 – LA GESTIONE FINANZIARIA (prospetto n. 30)

I flussi finanziari del 2006 evidenziano un quadro alquanto vario, ancorché lievemente migliore, rispetto al precedente esercizio: giova, in proposito, considerare che il perimetro operativo si è ulteriormente modificato a seguito sia dell'acquisto di nuove entità (*Slovenske Elektrárne*, dieci società brasiliane del gruppo Rede, *Enel Panama*, alcune società dell'area Gas, nonché del *49,5%* del capitale della società olandese *Res Holdings*) sia, sebbene in misura inferiore, di alcune cessioni (es. *Carbones Colombianos del Cerrejon*) sia di un parziale deconsolidamento (*Enel Union Fenosa Renovables*).

prospetto n. 30 (***riclassificato***) (in milioni di euro)

SINTESI GESTIONE FINANZIARIA DI *GRUPPO*			
dal bilancio consolidato 2006 (princìpi contabili IFRS/EU)	**2006**	*var. %*	**2005**
- Liquidità generata da gestione corrente (cash *flow* operativo)	6.756	*18,67*	5.693
- Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	-2.374	*-317,40*	1.092
- Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	-4.322	*-35,05*	-6.654
- Effetto variazione cambi su disponibilità e mezzi equivalenti	4	*-71,43*	14
- Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	64	*-55,86*	145
- Disponibilità liquide iniziali	508	*39,94*	363
DISPONIBILITÀ LIQUIDE FINALI	**572**	*12,60*	**508**

Cresce di euro milioni 1.063 la *liquidità prodotta dalla gestione corrente*[244] per effetto sia del più favorevole margine operativo lordo (+274 milioni di euro) sia del maggior apporto della variazione del capitale circolante netto a causa, sopra tutto, dei minori esborsi per imposte (-795 milioni di euro) e dei maggiori incassi (+510 milioni di euro) dei crediti per il rimborso degli *stranded cost* (previsto dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 132/06 del 28 giugno 2006).

---

[243] Esprime la situazione di liquidità dell'azienda, ossia la sua capacità di far fronte alle obbligazioni a breve termine attraverso flussi finanziari generati dalla gestione tipica dell'impresa.

[244] Il *cash flow* operativo rappresenta la variazione di cassa provocata dalle operazioni di acquisizione di fattori produttivi a veloce ciclo di utilizzo e dalla cessione dei prodotti (beni o servizi che derivano dall'attività dell'impresa), nonché dalle variazioni nelle attività e passività a breve termine.

L'*attività di investimento* produce un *cash flow* con valore negativo di euro milioni 2.374 che annulla la liquidità di 1.092 milioni di euro dell'esercizio precedente[245].

Migliora, in quanto si riduce di 2.332 milioni di euro, l'importo dell'*attività di finanziamento* influenzata sia dal pagamento di dividendi ed acconti (euro milioni 3.959)[246] sia dalla riduzione dei debiti finanziari netti pari a 471 milioni di euro. I fabbisogni di finanziamento sono stati fronteggiati dall'apporto del *cash flow* da attività operativa per 6.756 milioni di euro nonché dall'aumento di capitale e riserve per l'esercizio di *stock option* pari a 108 milioni di euro. Il *surplus* trova riscontro nelle disponibilità liquide e mezzi equivalenti diminuiti a 64 milioni di euro (inclusi 4 milioni di euro di effetto variazione cambi).

* * *

Dal prospetto che segue (n. 31) si desume la modesta crescita di euro 461 milioni dell'***indebitamento*** *verso il sistema bancario e il mercato obbligazionario*, in concomitanza con l'aumento delle obbligazioni e finanziamenti a lungo termine.

prospetto n. 31 (***riclassificato***) (in milioni di euro)

INDEBITAMENTO VERSO BANCHE E MERCATO OBBLIGAZIONARIO			
dal bilancio consolidato 2006 (principi contabili IFRS/EU)	**2006**	*var.%*	**2005**
- obbligazioni e finanziamenti bancari a lungo termine	12.111	*7,06*	11.312
- finanziamento a breve termine v/s sistema bancario[247] ed emissione *commercial paper*	1.306	*-20,56*	1.644
TOTALE	**13.417**	*3,56*	**12.956**

Si riduce, invece, l'esposizione dell' ***indebitamento finanziario netto*** complessivo[248] (prospetto n. 32) dopo la cessione del *26,1%* del capitale sociale di *Weather* (controvalore di 1.962 milioni di euro dei quali:1.000 milioni di euro incassati nel dicembre 2006 ed i rimanenti 962 milioni di euro dilazionati a 18 mesi), l'acquisizione del *66%* del capitale sociale di *Slovenske Elektràrne* nonché il consolidamento del relativo

---

[245] Dalla nota esplicativa al consolidato 2006 si desume, tra l'altro, che gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (2.963 milioni di euro) diminuiscono (-294 milioni di euro) per effetto del deconsolidamento di *Terna* e di *Wind*, compensati parzialmente dall'acquisto di *Slovenské elektràme*, da maggiori investimenti per interventi di trasformazione di impianti termici e per rifacimenti e ripotenziamenti effettuati in termini di sicurezza e rispetto ambientale. Gli investimenti in imprese (1.082 milioni di euro, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti) si riferiscono al prezzo di acquisto del *66%* del capitale sociale di *Slovénske Elektrárne* (676 milioni di euro). *Enel* aveva già effettuato nel 2005 un deposito di 168 milioni di euro), all'acquisizione di dieci società del gruppo Rede da parte di *Enel Brasil Partecipações* (169 milioni di euro), all'acquisto di *Enel Panama* (119 milioni di euro), all'acquisizione del 49,5% del capitale di *Res Holdings* (che possiede, a sua volta, il 100% di *RusEnergoSbyt*) al prezzo di 84 milioni di euro. Gli investimenti in imprese o rami di imprese dell'esercizio 2005 includevano l'acquisto della partecipazione del *5,2%* del capitale di *Weather*, pari a 305 milioni di euro.

Le operazioni di cessione di imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato nell'esercizio un flusso di 1.518 milioni di euro, riferito all'incasso della prima *tranche* del credito relativo alla cessione della partecipazione del *26,1%* in *Weather* (pari a 1.000 milioni di euro), alla vendita avvenuta l'8 febbraio 2006 a una società controllata da *Weather* del *6,28%* del capitale sociale di *Wind* (per un corrispettivo di 328 milioni di euro), alla cessione della rete di distribuzione e vendita di alcuni Comuni della provincia di Modena (108 milioni di euro) ed al trasferimento del *30%* del capitale di *Enel Unión Fenosa Renovables* (72 milioni di euro).

[246] Come si desume dal prospetto del "rendiconto finanziario consolidato" del bilancio consolidato 2006.

[247] Compresa la quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine.

[248] Sul punto, si rinvia al paragrafo 11.3, *sub* B.3.

debito.

In particolare, l'indebitamento:

- *a lungo termine*[249] presenta l'aumento di 200 milioni di euro quale saldo tra i crediti finanziari (1.027 milioni di euro) ed il debito lordo (1.227 milioni di euro);
- *a breve termine* registra, invece, la riduzione di 822 milioni di euro di cui: 594 relativi al debito bancario a breve (linee di credito *revolving* ed altri finanziamenti), 293 per il debito verso altri finanziatori (specialmente quote a breve delle obbligazioni, mentre crescono i *commercial paper*) e 65 per il decremento netto delle disponibilità e dei crediti finanziari a breve.

prospetto n. 32 (***riclassificato***) (in milioni di euro)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO COMPLESSIVO			
dal bilancio consolidato 2006 (principi contabili IFRS/EU)	**2006**	**var. %**	**2005**
A – *Indebitamento netto a lungo termine*	***11.104***	*1,83*	***10.904***
B - Indebitamento a breve termine	1.409	*-38,63*	2.296
C - Crediti finanziari e disponibilità liquide	-823	*-7,32*	-888
D – *Indebitamento netto a breve termine*	***586***	*-58,38*	***1.408***
NETTO COMPLESSIVO (A+D)	**11.690**	*-5,05*	**12.312**

Dalle varie componenti è possibile arguire come - oltre all'erogazione dei dividendi - abbiano assunto preponderante influenza le operazioni di acquisizione di partecipazioni ovvero di cessione/dismissione di imprese e rami aziendali con conseguenti effetti sulla politica degli *investimenti* in attività materiali ed immateriali.

11 - RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DI *ENEL S.p.A.* nel 2006.

11.1 - IL BILANCIO DI ESERCIZIO.

Il bilancio 2006 di *ENEL S.p.A.* - composto dallo *stato patrimoniale*, dal *conto economico* e dalla *nota integrativa*, ai quali si aggiunge la relazione illustrativa sulla gestione comprensiva del rendiconto finanziario - è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (IAS-IFRS) così come previsto dal Regolamento Europeo n. 1606/2002 e in relazione a quanto disposto dal D.Lgs. n. 38/05, con data di transizione agli IFRS/EU al 1° gennaio 2005; il bilancio contiene il documento riepilogativo degli effetti della transizione sullo Stato patrimoniale e sul Conto economico.

[249] Si rammenta l'emissione da parte di *Enel S.p.A.* di due nuove *tranche* di prestito obbligazionario collocato privatamente presso primarie imprese assicuratrici italiane per un importo di 94 milioni di euro con scadenza 2024.

Si segnala, inoltre, che nel 2006 sono stati consolidati due prestiti obbligazionari, di cui uno per 195 milioni di euro emesso da *Slovenske Elektrárne* nel 2004 (in scadenza nel 2011) ed un altro per un controvalore residuo di 51 milioni di euro emesso da *Fortuna* (con scadenza nel 2013).

L'Assemblea dei soci lo ha approvato, in sede ordinaria, il 25 maggio 2007 unitamente al bilancio consolidato per il 2006 e, secondo quanto previsto dalla legge n. 262/2005, al "Piano di *stock option* per l'anno 2007" destinato ai dirigenti della Società e del Gruppo (art. 2359 c.c.).

Nella relazione di competenza - redatta ai sensi dell'art. 153 d. lgs. n. 58/1998 e dell' art. 2429, comma 2, c.c., anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla CONSOB (comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti) - il Collegio Sindacale, ha, tra l'altro, riferito di: poter "*dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono state conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono state manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi (...) o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale*"; non aver "*riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con parti correlate*"; aver "*acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di competenza, sull'idoneità della struttura organizzativa della Società*"; aver "*vigilato sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle controllate*"; aver valutato e vigilato sull'adeguatezza sia "*del sistema amministrativo-contabile nonché sull'affidabilità dello stesso a rappresentare correttamente i fatti di gestione*" sia "*del sistema di controllo interno (...)*" dando atto che non sono pervenute denunce ex art. 2408 c.c.. Per gli esposti pervenuti da parte di ex dipendenti e di alcuni clienti (...)" sono stati svolti "gli opportuni approfondimenti senza rilevare irregolarità da segnalare (...)" ed è stato comunicato "l'esito delle proprie attività agli interessati".

Il suddetto bilancio, sottoposto a revisione contabile[250] da parte di Società specializzata, è stato giudicato[251] "*conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38; (...) 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*".

---

[250] Art. 155 d. lgs. 24 febbraio 1998 n. 58.

[251] Relazione redatta ai sensi dell'art. 156 del citato d. lgs. n. 58/1998.

11.2 - NOTAZIONI GENERALI.

Dai dati di **sintesi** (prospetto n. 33), che tengono anche conto della riclassificazione elaborata dalla Società attenendosi ai criteri conformi alla prassi internazionale, si traggono risultati complessivi esponenziali di un andamento gestionale caratterizzato:

a) dalla contrazione di: costi, risultato operativo, attività patrimoniali, passività patrimoniali, patrimonio netto, partecipazioni, capitale investito netto;

b) dall'incremento di: ricavi, mol, capitale circolante netto, risultato netto, disponibilità liquide, attività finanziarie correnti e non correnti, finanziamenti a lungo termine.

Tutte queste componenti presentano variazioni, più o meno, marcate; le predette risultanze sono, in parte, bilanciate dalla diminuzione - sia pure in misura percentualmente differente - delle altre attività correnti e non correnti, dell'indebitamento a breve e dei costi complessivi del personale (crescono, invece, quelli per stipendi e salari).

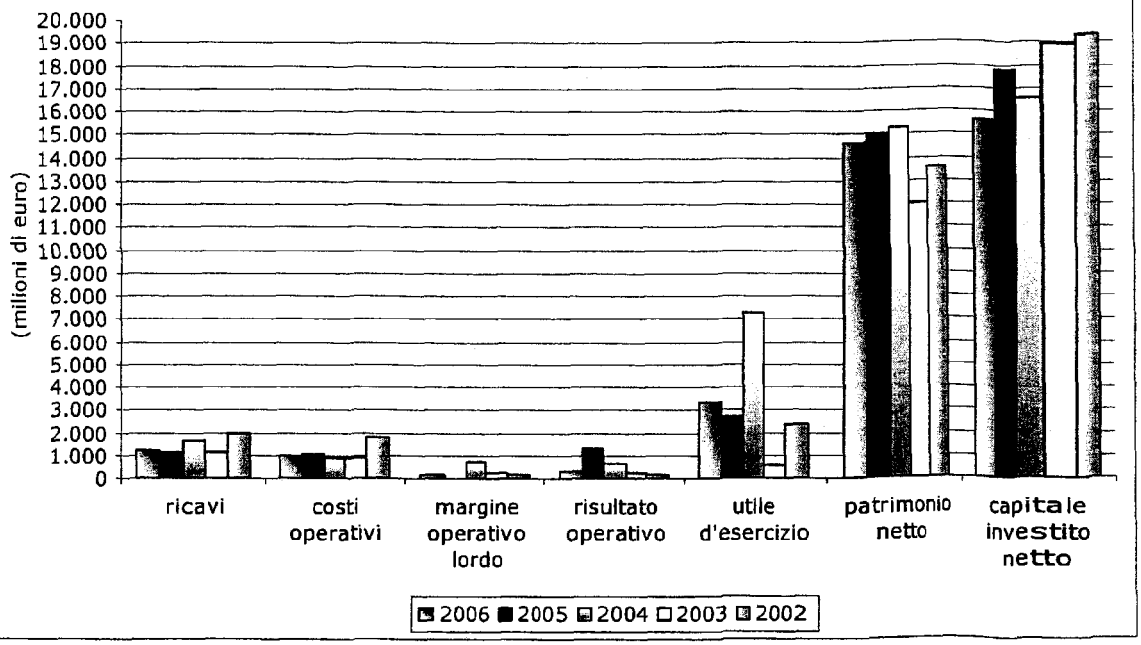
prospetto n. 33 (in milioni di euro)

RISULTANZE GENERALI[252] - *ENEL S.p.A*	2006	*var.%*	2005
- Ricavi	1.186	*7,33*	1.105
- costi	1.000	*-7,83*	1.085
- margine operativo lordo	186	*830,00*	20
- risultato operativo	351	*-73,25*	1.312
- risultato netto	3.347	*24,19*	2.695
- attività patrimoniali	25.854	*-6,92*	27.775
- passività patrimoniali	11.254	*-11,73*	12.750
- patrimonio netto	14.600	*-2,83*	15.025
- partecipazioni	15.634	*-11,56*	17.677
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti	78	*73,33*	45
- capitale circolante netto	23	*-95,18*	477
- capitale investito netto	15.589	*-12,57*	17.830
- attività finanziarie non correnti	2.749	*48,59*	1.850
- altre attività non correnti	27	*-92,29*	350
- crediti commerciali	263	*1,15*	260
- attività finanziarie correnti	6.074	*6,99*	5.677
- altre attività correnti	615	*-42,84*	1.076
- finanziamenti a breve termine	991	*-49,64*	1.968
- finanziamenti a lungo termine	8.165	*14,12*	7.155
- costo complessivo del personale (onere totale)	87	*-4,40*	91
- costo complessivo del personale (stipendi e salari)	56	*5,66*	53

Il seguente grafico indica i suddetti risultati gestionali nell'ultimo quinquennio:

[252] Dati desunti dal bilancio consolidato esercizio 2006 (principi contabili internazionali di riferimento IFRS/EU).

Grafico n.6 - Andamento dei principali risultati di Enel S.p.A.



Il **margine operativo lordo** cresce da 20 milioni di euro a 186 (in percentuale, trattasi dell' *830,00%*) per effetto sia del miglioramento del margine di vendita di energia e del provento relativo alla *bonus share* di *T.E.R.NA.* sia della lieve riduzione dei costi operativi nella misura percentuale del *7,83%*.

Il **risultato operativo** (ridottosi di euro 961 milioni) è nettamente influenzato dai *"proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative"*[253] in flessione dell'*87,22%*. Al netto di detta voce la variazione risulterebbe, invece, incrementata di 336 milioni di euro, in conseguenza del suddetto miglioramento del margine operativo lordo e dei minori accantonamenti e perdite di valore rilevati nel 2006 (- *87,18%*).

Discreta è, inoltre, la crescita (652 milioni di euro) del **risultato netto** (***utile dell'esercizio***) dovuta ai dividendi delle società controllate (ben 3.074 milioni di euro), deliberati nell'esercizio e relativi al 2005, nonché a quelli conseguiti e deliberati da *T.E.R.NA.* S.p.A. (14 milioni di euro, di cui 5 relativi all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006).

Il **patrimonio netto**, infine, flette del *2,83%* a causa della distribuzione di dividendi 2005 (pari a 2.715 milioni di euro=*0,44* euro per azione) nonché per l'erogazione dell'acconto sui dividendi dell'esercizio 2006 (pari a 1.235 milioni di

[253] Nel 2006 pari a 190 milioni di euro per gli effetti dell'operazione di scambio azionario del 30,97% del capitale di *Wind* contro il 20,9% del capitale di *Weather*, che ha comportato la rilevazione di un provento pari a 146 milioni di euro e per il provento derivante dalla cessione a *Enel Servizi S.r.l.* della partecipazione detenuta in *Cise Srl* per 44 milioni di euro. L'importo di 1.487 milioni di euro rilevato nel 2005 si riferisce, invece, alle plusvalenze realizzate a seguito della cessione delle azioni della controllata *Terna S.p.A.*.

euro=*0,20* euro per azione)[254].

11.2.1 - LA GESTIONE ECONOMICA (prospetto n. 34).

Espone generale miglioramento dei diversi risultati - eccetto quello operativo menzionato nel precedente paragrafo - tra cui l'utile netto di esercizio generato sia dalla diminuzione dei *costi* e dall'incremento dei *ricavi* sia dalla crescita (+ *27,38%*) del *risultato prima delle imposte*.

prospetto n. 34 ***(riclassificato)*** (in milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE ECONOMICA - *ENEL* S.p.A.			
(principi contabili IFRS/EU)	**2006**	***var. %***	**2005**
- Ricavi	1.186	*7,33*	1.105
- Costi	1.000	*-7,83*	1.085
- Margine operativo lordo	**186**	*830,00*	**20**
- Proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative	**190**	*-87,22*	**1.487**
- Ammortamenti e perdite di valore	25	*-87,18*	195
- Risultato operativo	**351**	*-73,25*	**1.312**
- Proventi (perdite) da partecipazioni	3.074	*96,67*	1.563
- Proventi (oneri) finanziari netti	778	*21,75*	639
- *Proventi (oneri) straordinari netti*	788	*-5,40*	833
- Risultato prima delle imposte	**3.415**	*27,38*	**2.681**
- Imposte	68	*-585,71*	-14
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	***3.347***	*24,19*	***2.695***

1. Per **i ricavi** e **costi** si osserva:

A) gran parte (euro milioni 880) dei **ricavi** proviene dalla *vendita di energia* ceduta all'ACQUIRENTE UNICO (euro milioni 717) ed alla vendita di energia elettrica in Francia sul mercato libero (euro milioni 155).

La loro complessiva crescita (*+11,76%*), rispetto al 2005, è da attribuire all'aumento del prezzo unitario di vendita no nostante i volumi presso che invariati.

Crescono di euro 5 milioni (+ *2,18%*) i ricavi *per prestazioni di servizi* che riguardano, in special modo, le prestazioni di assistenza e consulenza rese alle società controllate.

Gli *altri ricavi* si incrementano di 46 milioni di euro (+ *176,92%*) per effetto principalmente dei proventi connessi al risultato positivo (33 milioni di euro), derivante dalla valutazione al *fair value* delle azioni gratuite (c.d. "*bonus share*") di *T.E.R.NA.*, direttamente imputato a patrimonio netto nel 2005 (il cui diritto di attribuzione è stato esercitato nel mese di gennaio 2006).

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni* sono così suddivisi per area geografica: 955 milioni di euro in Italia, 158 milioni di euro nel mercato UE (in particolare in Francia, per effetto delle cessioni di energia elettrica) e 1 milione di euro in Nord America;

B) la complessiva flessione (appena 85 milioni di euro) dei **costi operativi** è

[254] Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 settembre 2006 con stacco cedola il 20 novembre 2006 e pagato dal 23 novembre 2006.

attribuibile alla netta riduzione degli *altri costi operativi* (passati da 176 a 39 milioni di euro)[255] ed a quella, sensibilmente inferiore (4 milioni di euro), del *costo del lavoro*.

A causa sia del maggiore prezzo medio unitario medio sia del riconoscimento ad *E.d.F.* di 8 milioni di euro per "certificati verdi"[256] lievitano gli oneri per *acquisti di energia elettrica e materiali di consumo* (+ 14 milioni di euro), nonostante la quantità importata sia diminuita di oltre 360 milioni di KWH; crescono, altresì, i costi per *prestazioni di servizi e godimento beni di terzi* (+ 42 milioni di euro).

2. Si riducono (- *87,18%*) gli **ammortamenti e perdite di valore** riferiti, rispettivamente, alle immobilizzazioni immateriali e materiali, alla minusvalenza per la cessione della partecipazione in *Weather* per 6 milioni di euro ed alla svalutazione del valore della partecipazione detenuta in *Enel.NewHydro* per 2 milioni di euro[257].

3. La crescita (+ 734 milioni di euro) del **risultato prima delle imposte** è causata dai migliorati *proventi da partecipazioni*[258] - che rappresentano la componente più elevata - solo in minima parte intaccati dai ridotti (da 194 a 10 milioni di euro) *oneri finanziari netti* in ragione della contrazione dell'indebitamento netto complessivo[259].

11.2.2 - LA GESTIONE PATRIMONIALE (prospetto n. 35).

L'esigua riduzione del **patrimonio netto**[260] é prodotta, in presenza di incremento dell'utile d'esercizio, dalla politica di distribuzione dei dividendi (saldo 2005 ed acconto 2006) nonché dall'esercizio di *stock option*.

---

[255] Nel 2005 tale voce includeva l'accantonamento al fondo rischi e oneri diversi per 45 milioni di euro, l'effetto della valutazione al *fair value* delle azioni gratuite di *T.E.R.NA.* per 33 milioni di euro, gli oneri per certificati verdi per 37 milioni di euro, nonché gli oneri derivanti dall'applicazione della delibera 20/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per 16 milioni di euro.

[256] Riferiti a energia prodotta da fonti rinnovabili nel 2004, riconosciuti nel 2006 a *Enel S.p.A.* dal GESTORE DEI SERVIZI ELETTRICI (GSE).

[257] Il decremento (- 170 milioni di euro), rispetto all'esercizio precedente, è attribuibile principalmente agli oneri rilevati nel 2005 per l'allineamento del valore di libro della partecipazione detenuta in *Enel Investment Holding BV* (183 milioni di euro).

[258] Ammontanti a 3.074 milioni di euro e riferiti ai dividendi deliberati nel 2006, relativi agli utili conseguiti nel 2005 dalle società controllate (3.060 milioni di euro), nonché a quelli conseguiti e deliberati da *T.E.R.NA. SpA* per complessivi 14 milioni di euro, di cui 5 milioni di euro relativi all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006.

[259] Al quale si deve aggiungere il provento derivante dal riconoscimento nell'esercizio del diritto al rimborso di imposte di registro su prestiti obbligazionari emessi da *Enel S.p.A.* nel periodo 1976-1984.

[260] Il patrimonio netto al 31 dicembre 2005 considera il risultato dell'esercizio per euro 3.347 milioni, la distribuzione del dividendo sugli utili 2005 per 2.715 milioni, l'erogazione dell'acconto sui dividendi dell'esercizio 2006 per 1.235 milioni nonché l'esercizio dei piani di *stock option* 2002, 2003 e 2004 con l'incremento del patrimonio netto di 108 milioni di euro e della riserva da sovrapprezzo azioni di 96 milioni di euro: il capitale sociale di *ENEL* passa, quindi, da euro 6.157,1 milioni al 31 dicembre 2005 a euro 6.176,2 milioni al 31 dicembre 2006 ed è soggetto ad oscillazioni di valore.

prospetto n. 35 ***(riclassificato)*** (in milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE PATRIMONIALE - *ENEL* S.p.A.			
(secondo principi contabili IFRS/EU)	**2006**	*var.%*	**2005**
- Attività immobilizzate nette	15.893	*-12,85*	18.236
- Capitale circolante netto	23	*-95,18*	477
Capitale investito lordo	***15.916***	*-14,95*	***18.713***
- Fondi diversi	-327	*-62,97*	-883
Capitale investito netto	***15.589***	*-12,57*	***17.830***
- Patrimonio netto	**14.600**	*-2,83*	**15.025**
- Indebitamento finanziario netto	**989**	*-64,74*	**2.805**
TOTALE	**15.589**	*-12,57*	**17.830**

La flessione – con differenti importi e percentuali - del *capitale investito, lordo* e *netto*, è originata da diversi fattori:

a) per il *capitale investito lordo* dalla:

1. riduzione (- 2.343 milioni di euro) delle "attività immobilizzate nette" - costituite per la quasi totalità (*98,38%*) da *partecipazioni* – per le cessioni dei pacchetti azionari di *Weather Investent* e *Cise* S.r.l.;
2. contrazione (-454 milioni di euro) del "capitale circolante netto" provocata essenzialmente sia dalla crescita *debiti commerciali* (+ 66 milioni euro), connessa all'acquisto di certificati verdi e di energia elettrica, sia dal decremento delle *altre attività e passività correnti* (- 391 milioni di euro) per effetto del rimborso, da *Enel Produzione*, del deposito di 168 milioni di euro effettuato da *ENEL S.P.A.* nel 2005 a seguito della sottoscrizione del contratto di acquisto della società *Slovenske Elektrárne;*

b) per il *capitale investito netto*, dalla contrazione dei fondi diversi. Detto capitale è coperto per il *94%* dal patrimonio netto e per il restante *6%* dall'indebitamento (nel 2005, invece, il rapporto fra le due fonti di copertura era, rispettivamente, dell' *84%* e del *16%*).

11.2.3 - LA GESTIONE FINANZIARIA (prospetto n. 36).

La principale voce è sempre rappresentata dal *cash-flow* della gestione corrente il cui marcato incremento di 1.916 milioni di euro consegue al miglioramento del margine operativo lordo, all'effetto derivante dal minor fabbisogno (dovuto alla variazione del capitale circolante netto)[261] ed ai maggiori dividendi distribuiti nel 2006.

Il *cash-flow* da *attività di investimento/disinvestimento* (+1.288 milioni di euro) riflette le notevoli cessioni di partecipazioni[262], solo in parte, compensate dagli apporti in conto capitale[263] e dagli investimenti in attività materiali e immateriali.

prospetto n. 36 ***(riclassificato)*** (in milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE FINANZIARIA - *ENEL* S.p.A.			
(secondo principi contabili IFRS/EU)	**2006**	***var. %***	**2005**
- Liquidità generata da gestione corrente (*cash flow* operativo)	3.380	*130,87*	1.464
- Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	1.316	*4.600,00*	28
- Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	-4.664	*218,14*	-1.466
- Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	32	*23,08*	26
- Disponibilità liquide iniziali	46	*130,00*	20
DISPONIBILITÀ LIQUIDE FINALI	**78**	*69,57*	**46**

Si accresce abbondantemente (3.198 milioni di euro) il valore negativo della liquidità in attività di finanziamento avendo richiesto l'impiego di risorse per la corresponsione del saldo dividendo 2005 (2.715 milioni di euro) e dell'acconto 2006 (1.235 milioni di euro); influiscono, altresì, la riduzione dei debiti finanziari netti (822 milioni di euro) nonché l'aumento del capitale e delle riserve per l'esercizio delle *stock option* (108 milioni di euro).

Tutti i suddetti flussi finanziari hanno, complessivamente, determinato nel periodo il valore positivo del *cash-flow* di euro milioni 32 che ha portato a 78 milioni di euro le disponibilità liquide finali.

Si riduce di euro 1.816 milioni l'indebitamento finanziario netto complessivo (prospetto n. 37) per il miglioramento (1.929 milioni di euro) della posizione finanziaria netta a breve nonostante l'aumento (113 milioni di euro) dell'indebitamento a lungo termine.

---

[261] Riconducibile alla diminuzione di crediti diversi sia verso società del Gruppo sia verso terzi, parzialmente compensato dall'utilizzo del fondo oneri da partecipazioni per effetto del ripianamento del *deficit* patrimoniale della controllata *Enel Investment Holding BV* rilevato al 31 dicembre 2005.

[262] Cessione dell'intera partecipazione in *Weather Investment* (1.000 milioni di euro), del 6,28% in *Wind* (328 milioni di euro), di *Cise S.r.l.* a *Enel Servizi S.r.l.* (358 milioni di euro).

[263] Versamento (157 milioni di euro) a favore di *Enel Investment Holding BV* per la ricapitalizzazione della società. Si segnala, inoltre, la rinuncia (200 milioni di euro) da parte di *Enel S.p.A.* di parte del credito finanziario vantato nei confronti di *Enel Energia S.p.A.*, rilevato da quest'ultima a incremento delle riserve di patrimonio netto per 200 milioni di euro.

prospetto n. 37 ***(riclassificato)*** (in milioni di euro)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO COMPLESSIVO - *ENEL* S.p.A.			
(secondo principi contabili IFRS/EU)	**2006**	***var. %***	**2005**
- Posizione finanziaria netta a lungo termine	5.699	*2,02*	5.586
- Posizione finanziaria netta a breve termine	-4.710	*69,36*	-2.781
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**989**	*-64,74*	**2.805**

Per quanto concerne il lungo termine, l'incremento dell'indebitamento è causato:

- dall'accollo, da parte di *ENEL S.P.A.*, di tutti i prestiti obbligazionari emessi originariamente da *Enel Investment Holding BV.* (v. par.3.2.1.- *II* D) ;
- dall'iscrizione del credito derivante dalla cessione della partecipazione *Weather* per 962 milioni di euro;
- dall'emissione da *ENEL S.P.A.* di due nuove *tranche* di un prestito obbligazionario collocato privatamente presso primarie imprese assicuratrici italiane per 97 milioni di euro, con scadenza nel 2024.

L'incremento delle disponibilità a breve termine è determinato, in massima parte, dall'aumento dei crediti finanziari netti verso le società del *Gruppo* (1.001 milioni di euro) e dalla diminuzione delle quote correnti dei finanziamenti e prestiti obbligazionari a lungo termine (593 milioni di euro) nonché dell'indebitamento "a breve" verso banche (313 milioni di euro) per effetto della cessione del *26,1%* del capitale di *Weather* per un controvalore di 1.962 milioni di euro (di cui 1.000 milioni di euro incassati il 21 dicembre 2006).

11.3 - LO STATO PATRIMONIALE[264].

Ai soli fini del raccordo tra i dati contabili 2006/2005, il prospetto n. 38 espone i valori secondo i principi contabili italiani riclassificati in base agli schemi IFRS/EU, le rettifiche apportate per l'adeguamento ai nuovi principi nonché, infine, i valori definitivi IFRS/EU così ottenuti.

[264] Nel rinviare, per ogni maggiore dettaglio informativo, alla relazione degli amministratori della Società e alla note di commento al bilancio, ci si limita in questa sede a fornire dati e osservazioni sulle poste di maggior rilievo ovvero con significative variazioni da un esercizio all'altro.

prospetto n. 38 (milioni di euro)

Stato patrimoniale – *ENEL S.p.A.* al 31 dicembre 2005	**Principi contabili italiani riclassificati IFRS-EU**	**Rettifiche IFRS - EU**	**IFRS - EU**
ATTIVO			
Attività non correnti			
Immobilizzazioni materiali	11,8		11,8
Immobilizzazioni immateriali	19,0	-5,0	14,0
Attività per imposte anticipate	401,8	135,0	536,8
Partecipazioni	17.474,4	202,1	17.676,5
Attività finanziarie non correnti	1.856,7	-6,1	1.850,5
Altre attività non correnti	350,1		350,1
Totale attività non correnti	***20.113,8***	***326,0***	***20.439,8***
Attività correnti			
Crediti commerciali	259,7		259,7
Attività finanziarie correnti	5.476,0	200,8	5.676,8
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	45,5		45,5
Altre attività correnti	1.397,8	-44,8	1.353,0
Totale attività correnti	***7.179,0***	***156,0***	***7.335,0***
TOTALE ATTIVITÀ	**27.292,8**	**482,0**	**27.774,8**
PASSIVO			
Patrimonio netto			
Capitale sociale	6.157,1		6.157,1
Altre riserve	4.192,2	139,1	4.331,3
Utili e perdite accumulati	3.076,9	-66,7	3.010,2
Risultato del periodo	1.545,5	-19,4	1.526,1
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**14.971,7**	**53,0**	**15.024,7**
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	7.226,9	-72,1	7.154,8
TFR e altri benefici ai dipendenti	397,6	42,5	440,1
Fondo rischi e oneri futuri	830,0	37,9	867,9
Passività per imposte differite	38,2	73,5	111,7
Passività finanziarie non correnti		99,7	99,7
Totale passività non correnti	***8.492,7***	***181,5***	***8.674,2***
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	1.967,5		1.967,5
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	677,9		677,9
Debiti commerciali	357,6	-0,3	357,3
Passività finanziarie correnti	162,3	256,5	418,8
Altre passività correnti	663,1	-8,7	654,4
Totale passività correnti	**3.828,4**	**247,5**	**4.075,9**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**27.292,8**	**482,0**	**27.774,8**

Dal successivo prospetto (n. 39) si desume che il totale del patrimonio netto e passività - che nel 2005 aveva presentato un incremento di circa il *7%* - manifesta la variazione *negativa* del *6,92%* in quanto si riduce la consistenza degli importi delle attività (- 1.921 milioni di euro) e delle passività (- 1.496 milioni).

prospetto n. 39 (in milioni di euro)

STATO PATRIMONIALE - *ENEL* S.p.A. (principi contabili IFRS/EU)	2006	2005
A T T I V I T A'		
Attività non correnti		
- Attività materiali	9	12
- Attività immateriali	14	14
- Attività per imposte anticipate	192	537
- Partecipazioni	15.634	17.677
- Attività finanziarie non correnti	2.749	1.850
- Altre attività non correnti	27	350
Totale Attività non correnti	***18.625***	***20.440***
Attività correnti		
- Crediti commerciali	263	260
- Crediti per imposte sul reddito	199	277
- Attività finanziarie correnti	6.074	5.677
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	78	45
- Altre attività correnti	615	1.076
Totale Attività correnti	***7.229***	***7.335***
TOTALE ATTIVITA'	**25.854**	**27.775**
variazione %	*-6,92*	
PATRIMONIO NETTO e PASSIVITA'		
Patrimonio netto		
- Capitale sociale	6.176	6.157
- Altre riserve	4.491	4.332
- Utile e perdite accumulate	1.821	3.010
- Risultato netto d'esercizio	2.112	1.526
Totale patrimonio netto	***14.600***	***15.025***
variazione %	*-2,83*	
Passività non correnti		
- Finanziamenti a lungo termine	8.165	7.155
- TFR e altri benefici ai dipendenti	430	440
- Fondo rischi e oneri	42	868
- Passività per imposte differite	47	112
- Passività finanziarie non correnti	74	99
Totale Passività non correnti	**8.758**	**8.674**
Passività correnti		
- Finanziamenti a breve termine	991	1.968
- Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	85	678
- Debiti commerciali	423	357
- Passività finanziarie correnti	349	419
- Altre passività correnti	648	654
Totale Passività correnti	**2.496**	**4.076**
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	**25.854**	**27.775**
variazione %	*-6,92*	---

A) ATTIVO

1. Le **attività non correnti** sono complessivamente in decremento (euro milioni 1.815 = - *8,88%*) e, in disparte gli assai modesti valori delle *immateriali*[265] e *materiali*[266], continuano ad essere influenzate dalla riduzione delle *partecipazioni*[267] nonché, con importo decisamente inferiore, dalle *attività finanziarie non correnti.*

---

[265] La lievissima diminuzione (0,6 milioni di euro) riguarda i "diritti di brevetto e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno" relativi in prevalenza a costi sostenuti per l'acquisizione di *software* applicativi a titolo di proprietà e a titolo di licenza d'uso a tempo indeterminato. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente in 3 esercizi). Le "altre attività immateriali in corso" si riferiscono ai costi per lo "sviluppo *software*" a utilizzazione pluriennale.

[266] Registrano una diminuzione di 3 milioni di euro. Riguardano investimenti effettuati nel corso dell'esercizio per lavori di ristrutturazione di alcune aree dell'edificio in cui ha sede *Enel S.p.A.*, condotto in locazione.

[267] Il *60,47%* del totale attività (il *63,64%* nel 2005).

1-A) Le ***partecipazioni*** nelle società[268] *controllate, collegate, joint venture* e ***altre*** *partecipazioni* si decrementano complessivamente di euro 2.043 milioni (*-11,56%*) in prosecuzione del processo di riorganizzazione e razionalizzazione del *Gruppo.*

prospetto n. 40 (in milioni di euro)

Partecipazioni	2006	var. %	2005
- Imprese controllate	15.360	*0,26*	15.320
- Imprese collegate	10	*-99,46*	1.856
- Altre imprese	264	*-47,31*	501
TOTALE	**15.634**	*-11,56*	**17.677***

(*) Arrot. per eccesso.

I principali movimenti di dette partecipazioni hanno riguardato: ***1)*** per le *società controllate*: la costituzione di *Enel Energy Europe* S.r.l. (versamento del capitale sociale pari a 10.000 euro); la ricapitalizzazione di *Enel Energia* S.p.A., mediante rinuncia a parte del credito finanziario per 200 milioni di euro; la ripatrimonializzazione di *Enel Investment Holding* BV per l'importo di 157 milioni di euro, oltre al ripianamento del *deficit* patrimoniale rilevato al 31 dicembre 2005 per 723 milioni di euro (v. par. 3.2.1.- *II* D); la cessione della partecipazione in *Cise* Srl (con riduzione della partecipazione di 315 milioni di euro con un corrispettivo di 358 milioni di euro, come da perizia indipendente); la svalutazione della partecipazione in *Enel.NewHydro* SpA per 2 milioni di euro dovuta alle perdite rilevate nel corso dell'esercizio 2006; ***2)*** per le società *collegate*: la valutazione al *fair value* dello scambio azionario *Wind/Weather* (146 milioni di euro) e il ripristino di valore per adeguamento al *fair value* di Weather (19 milioni di euro); la cessione delle partecipazioni in *Wind* e *Weather* pari a un valore di bilancio di 2.296 milioni di euro; ***3)*** per le *altre imprese*: la valutazione al *fair value* della partecipazione in *T.E.R.NA.* Rete Elettrica Nazionale S.p.A. (49 milioni di euro) per effetto dell'adeguamento al valore di Borsa rilevato alla data di chiusura dell'esercizio.

1-B) Le ***attività finanziarie non correnti*** (prospetto n. 41) sono da ricollegare principalmente ai *crediti finanziari verso terzi* (962 milioni di euro). In questa voce figura

---

[268] Le *controllate* sono tutte le società su cui *ENEL SPA* ha il potere di determinare, direttamente o indirettamente, le politiche finanziarie e operative al fine di ottenere i benefici derivanti dalle loro attività. Per partecipazioni in imprese *collegate* si intendono quelle nelle quali la Società ha un'influenza notevole. Per società a *controllo congiunto* si intendono tutte le società nelle quali *ENEL SPA* esercita un controllo con altre entità. Tali partecipazioni sono valutate al costo di acquisto rettificato per eventuali perdite durevoli di valore. Nel caso in cui la perdita di pertinenza della società ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia impegnata ad adempiere obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo.

Le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e *joint venture* e le altre attività finanziarie sono valutate al *fair value* con imputazione di eventuali utili o perdite direttamente a patrimonio netto (se classificate come "disponibili per la vendita") o a Conto economico (se classificate come "*fair value* con imputazione a Conto economico").

la seconda *tranche* del pagamento del corrispettivo pattuito per la cessione della partecipazione in *Weather*; su questa maturano interessi, dalla data del trasferimento, in linea con i tassi di mercato ed a garanzia del pagamento sono stati costituiti - a favore di *ENEL* - un pegno (senza diritto di voto) sul *26,1%* del capitale di *Weather* nonché la cessione dei crediti vantati da *Weather II* nei confronti di *Weather*.

prospetto n. 41 (in milioni di euro)

Attività finanziarie non correnti	2006	*var. %*	2005
- Crediti verso imprese controllate	1.772	*-4,06*	1.847
- Derivati di *cash flow hedge*	12		
- Crediti finanziari verso terzi	962		
- Altri crediti finanziari	3	*0,00*	3
TOTALE	**2.749**	*48,59*	**1.850**

1-C) La diminuzione di 345 milioni di euro delle ***attività per imposte anticipate*** è, in gran parte, attribuibile alla deduzione delle quote delle svalutazioni di partecipazioni operate nei precedenti esercizi, oltre che agli effetti derivanti dalla valutazione al *fair value* delle operazioni di copertura dei rischi di variabilità dei flussi finanziari futuri[269].

1-D) Seguono, con importo sensibilmente inferiore al 2005 (-323 milioni di euro), le ***altre attività non correnti*** che accolgono, quale posta principale, il "credito verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico" per rimborso dei costi connessi al gas naturale importato dalla Nigeria[270]. Nel corso del 2006, inoltre, è stato incassato il credito di 8 milioni di euro vantato verso la "Compagnie Générale des Eaux" relativo alla cessione della partecipazione detenuta in *Enel.Hydro* avvenuta nel 2005.

2. La lieve contrazione (106 milioni di euro = *-1,44%*) delle **attività correnti** è originata quasi esclusivamente dalle *altre attività correnti* (complessivamente -461 milioni di euro)[271] e, in misura residuale, dai *crediti per imposte sul reddito*[272] (-78 milioni di euro). Crescono, peraltro, le rimanenti voci: in particolare, le *attività finanziarie correnti* (+ 397 milioni di euro) continuano a rappresentare la componente più significativa[273] e, nel loro ambito, spiccano i "*crediti finanziari verso società del Gruppo*"[274] anch'essi in aumento per maggiori fabbisogni operativi di alcune società.

---

[269] Si prevede che le imposte anticipate saranno tutte esigibili tra il 2° e il 5° anno successivo alla data del 31 dicembre 2006.

[270] Diminuito di circa 289 milioni di euro per effetto dell'incasso nel corso dell'esercizio della quasi totalità del credito.

[271] Per effetto del rimborso da parte di *Enel Produzione* del deposito di 168 milioni di euro versato da *ENEL S.P.A.* per l'acquisizione del 66% del capitale di *Slovenské elektrárne*, nonché per la riduzione dei crediti tributari e verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico.

[272] Riguardano il credito IRES della *Società*, per imposte correnti dell'esercizio 2006.

[273] Il *23,49%* del totale attività (il *20,44%* nel 2005).

[274] Specialmente per finanziamenti a breve sul c/c intersocietario (5.564 milioni di euro) alle società del *Gruppo* e per "altri crediti finanziari".

Flettono (- 39 milioni di euro), invece, i "*crediti finanziari verso terzi*" in quanto non è più compresa la voce "*bonus share* di *T.E.R.NA.*" riferita alle azioni cedute a terzi, nel mese di gennaio 2006, per effetto dell'esercizio del diritto di attribuzione di azioni gratuite spettanti agli aderenti all'offerta pubblica effettuata da *ENEL* nel giugno 2004.

Quasi stazionari, infine, i "*crediti commerciali*"[275].

B) PASSIVO

1. Il **patrimonio netto** si assottiglia di 425 milioni di euro in conseguenza sia del risultato economico[276], della distribuzione dei "dividendi" e dell'allocazione a riserve sia, come accennato, dell'esercizio delle opzioni assegnate con i piani di *stock option* dal 2002 al 2004.

Rispetto ai valori del 2005 si incrementano di poco il *capitale sociale*[277] e le *altre riserve*[278] mentre scende il valore dei *risultati portati a nuovo* a seguito della distribuzione del dividendo: in base *all'utile netto di esercizio 2006*, pari ad euro 3.346.712.269, su proposta del Consiglio di Amministrazione, l'Assemblea degli azionisti ha deliberato – come si è detto - il *dividendo* per l'intero esercizio 2006 pari a 49 centesimi di euro per azione.

2. Le **passività non correnti**, costituenti il *77,82%* del totale del passivo, crescono di 84 milioni di euro per i finanziamenti a lungo termine (la voce più significativa, incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi pari ad 85 milioni di euro)[279], a tasso fisso e variabile, in euro o valuta estera (per complessivi 8.250 milioni di euro), rappresentati sopra tutto da *obbligazioni*, tutti con scadenza tra il 2008 e il 2032 e saldo contabile di 7.620 milioni di euro a fine 2006 (7.582 nel 2005). Seguono i *finanziamenti bancari* (59 milioni di euro) e quelli *da società del Gruppo* (571 milioni di euro).

---

[275] Rappresentati da crediti verso l' Acquirente Unico per forniture di energia elettrica e da crediti verso altri clienti per prestazioni di servizi.

I crediti verso imprese controllate si riferiscono a servizi e attività svolte da *ENEL S.P.A.* a favore delle società del Gruppo (in particolare *Enel Distribuzione, Enel Produzione* ed *Enel Trade*) e il loro incremento è determinato in massima parte dai maggiori oneri riaddebitati alle società di distribuzione e vendita di energia e gas, connessi ai servizi di comunicazione.

[276] L'utile netto dell'esercizio si attesta a 3.347 milioni di euro, a fronte di 2.695 milioni di euro del 2005. La differenza tra i due esercizi deriva principalmente dal diverso ammontare dei proventi da partecipazioni.

[277] Rappresentato da 6.176.196.279 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (n. 6.157.071.646 al 31 dicembre 2005).

[278] Costituite da: *riserva legale* (che rappresenta il *23,51%* del capitale sociale), *riserva "ex lege n. 292/1993"* (che espone la quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di *ENEL* da ente pubblico a società per azioni), *riserva da sovrapprezzo azioni* (legata all'esercizio di *stock option* da parte dei beneficiari), *altre riserve* (comprendono la riserva per contributi in conto capitale, che riflette il 50% dei contributi acquisiti da enti pubblici e organismi comunitari, in forza di leggi, per la realizzazione di nuove opere - ai sensi dell'art. 55 del DPR n. 917/1986 - rilevate a patrimonio netto al fine di usufruire del beneficio di sospensione della tassazione, la riserva per *stock option*, ecc.), *riserva da valutazioni di strumenti finanziari.*

[279] Di cui 32 milioni di euro per finanziamenti bancari e 53 milioni di euro per obbligazioni.

Il tasso effettivo di interesse in euro è stato del *4,65%.*

La movimentazione[280] delle obbligazioni e degli altri finanziamenti è riassunta nel seguente prospetto:

prospetto n. 42 (in milioni di euro)

Movimentazione del valore *nozionale*[281] dell' indebitamento a lungo termine	2005	rimborsi	nuove emissioni	obbligazioni proprie riacquistate	differenze di cambio	2006
- obbligazioni	7.621,6	-486,7	511,5	18,2	-7,6	7.657,0
- finanziamenti bancari	250,7	-191,3			-0,2	59,2
- finanziamenti da Società del Gruppo			575,0			575,0
TOTALE INDEBITAMENTO FINANZIARIO A LUNGO TERMINE	**7.872,3**	**-678,0**	**1.086,5**	**18,2**	**-7,8**	**8.291,2**

Rispetto all'esercizio precedente il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine presenta un aumento di 418,9 milioni di euro: i rimborsi effettuati nell'anno si riferiscono a prestiti obbligazionari per 486,7 milioni di euro; a linee di credito *revolving* a 36 mesi scadute per 100,0 milioni di euro; ad altri finanziamenti in scadenza per un controvalore di 91,3 milioni di euro.

* * *

Si riducono, inoltre, le altre voci (*Tfr e altri benefici ai dipendenti, passività per imposte differite, passività finanziarie non correnti*) e, in misura significativa, il *fondo rischi e oneri* (- *95,16%*) per utilizzi conseguenti al ripianamento del *deficit* patrimoniale della controllata *Enel Investment Holding BV*, per il pagamento dell'onere connesso all'esercizio delle opzioni da parte dei destinatari dei piani di *stock option*, per il riconoscimento delle azioni gratuite di *T.E.R.NA.* (c.d. "*bonus share*") il cui diritto di attribuzione è stato esercitato nel mese di gennaio 2006 e per la definizione di alcuni contenziosi.

3. Nell'ambito delle **passività correnti** si registra la flessione (-977 milioni =*49,64%*) sia dei *finanziamenti a breve termine* verso il sistema bancario (per la maggiore liquidità generata dall'incasso, in data 21 dicembre 2006, di parte del credito derivante dalla cessione della partecipazione detenuta in *Weather Investment*) e verso le società del *Gruppo* (quale diretta conseguenza di minori fabbisogni operativi delle stesse) sia delle *quote correnti dei finanziamenti a lungo termine* parzialmente compensata dalla crescita dei *debiti commerciali* (+66 milioni di euro) per acquisti dei "certificati verdi" da *Enel Trade* e di energia elettrica.

---

[280] Tra le principali operazioni di finanziamento del **2006**, si ricordano:
- l'emissione di due nuove *tranche* di un prestito obbligazionario collocato privatamente presso primarie imprese assicuratrici italiane con scadenza nel 2024;
- l'accollo dei prestiti obbligazionari originariamente emessi da *Enel Investment Holding* BV;
- l'accollo con valenza interna dei prestiti obbligazionari emessi originariamente da *E.I.H.* BV.

La linea di credito rotativa da 5,0 miliardi di euro a 5 anni (rinnovabile per ulteriori due), stipulata nel mese di novembre 2005, risulta inutilizzata ed integralmente disponibile al 31 dicembre 2006.

[281] Valore dell'attività finanziaria cui si riferisce il contratto che definisce uno strumento derivato.

Le *passività finanziarie correnti* (-70 milioni di euro) consistono negli interessi passivi maturati sull'indebitamento in essere a fine esercizio e nella valutazione del *fair value* dei derivati; le *altre passività correnti* (-6 milioni di euro) attengono, invece, ad imposte IRES delle società aderenti al consolidato fiscale, a debiti verso l'erario nonché verso associazioni ricreativo-assistenziali per il personale - riguardanti gli stanziamenti non ancora definiti contrattualmente (80,5 milioni di euro) - che trovano corrispondenza per un ammontare di pari importo nella voce "Altre attività correnti".

11.4 – IL CONTO ECONOMICO.

E' redatto anch'esso in forma scalare - quale risultato dell'attività produttiva – ed espone le differenze tra i ricavi ed i costi della produzione, con dati comparati all' esercizio precedente, conformandosi ai princìpi contabili IFRS/EU per la rappresentazione dei fatti economici e patrimoniali.

Come già avvenuto per la situazione patrimoniale ed ai soli fini del raccordo tra i dati contabili 2006/2005, il sottostante prospetto n. 43 del conto economico al 31 dicembre 2005 indica i valori in base ai principi contabili italiani riclassificati secondo gli schemi IFRS/EU nonché le rettifiche conseguenti all'adeguamento ai suddetti principi:

prospetto n. 43 (milioni di euro)

Conto economico – *Enel* S.p.A- 31 dicembre 2005	**Princìpi contabili italiani riclassificati IFRS -EU**	**Rettifiche IFRS -EU**	**IFRS -EU**
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	1.079,4		1.079,4
Altri ricavi	1.518,8	-5,2	1.513,6
TOTALE RICAVI	***2.598,2***	***-5,2***	***2.593,0***
Costo del lavoro	100,6	-9,5	91,1
Energia elettrica da terzi	604,0		604,0
Servizi e godimento beni di terzi	210,8		210,8
Materiali	2,9		2,9
Altri costi	93,1	37,9	131,0
Ammortamenti e perdite di valore	13,2	-0,4	12,8
Accantonamenti	216,6	11,0	227,6
RISULTATO OPERATIVO	***1.357,0***	***-44,2***	***1.312,8***
Dividendi da società controllate	1.542,5		1.542,5
Proventi e oneri da partecipazioni		20,6	20,6
Proventi (oneri) finanziari netti	-200,6	6,7	-193,9
RISULTATO ANTE IMPOSTE	***2.698,9***	***-16,9***	***2.682,0***
Imposte sul reddito	-16,0	2,5	-13,5
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	**2.714,9**	**-19,0**	**2.695,5**

Dal successivo prospetto n. 44 si desume che il risultato netto dell'esercizio aumenta di 652 milioni di euro per il lieve incremento dei ricavi e la più marcata diminuzione dei costi.

La crescita complessiva dei *ricavi* di 81 milioni di euro (*+7,33%*) è determinata sia dall'aumento del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica, in presenza degli stessi quantitativi scambiati (14 miliardi di kWh), sia dalla valutazione al *fair value* delle azioni gratuite (c.d. "*bonus share*") di *T.E.R.NA.*, il cui diritto di attribuzione è stato esercitato nel mese di gennaio 2006.

La più consistente flessione dei *costi* (255 milioni di euro = *-19,92%*) dipende, invece, in modo particolare dalle variazioni degli *ammortamenti e perdite di valore* e degli *altri costi operativi*.

La *differenza* ***(risultato operativo)*** di 351 milioni di euro - confrontata col valore del 2005 – è in diminuzione di complessivi 961 milioni di euro.

prospetto n. 44 (in milioni di euro)

CONTO ECONOMICO - *ENEL* S.p.A. (principi contabili IFRS/EU)		2006	2005
Ricavi			
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni		1.114	1.079
- Altri ricavi e proventi		72	26
	TOTALE	1.186	1.105
Proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative		190	1.487
Costi			
- Energia elettrica e materiali di consumo		621	607
- Servizi e godimento beni di terzi		253	211
- Costo del personale		87	91
- Ammortamenti e perdite di valore		25	195
- Altri costi operativi		39	176
	TOTALE	1.025	1.280
RISULTATO OPERATIVO		351	1.312
- Proventi da partecipazioni		3.074	1.563
- Proventi finanziari		778	639
- Oneri finanziari		788	833
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		3.415	2.681
- Imposte		68	-14
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO		3.347	2.695
	variazione %	24,19	---

Escludendo, invece, i *proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative*[282], sia per l'esercizio 2006 che precedente, la variazione risulterebbe positiva per 336 milioni di euro grazie al miglioramento del margine operativo lordo ed a minori accantonamenti e perdite di valore rilevati nel 2006.

Sono, infine, da aggiungere i positivi saldi delle altre componenti del conto economico.

1) Tra i **ricavi**, nell'ambito dei *ricavi delle vendite e delle prestazioni* (1.114 milioni di euro) spiccano sempre quelli (717 milioni di euro) per vendita di energia

[282] Questa voce si riferisce, per l'esercizio in esame (190 milioni di euro), agli effetti dell'operazione di scambio azionario del 30,97% del capitale di *Wind* contro il 20,90% del capitale di *Weather*, che ha comportato la rilevazione di un provento pari a 146 milioni di euro e al provento derivante dalla cessione a *Enel Servizi S.r.l.* della partecipazione detenuta in *Cise Srl* per 44 milioni di euro, mentre l'importo rilevato nel 2005 (1.487 milioni di euro) riguarda le plusvalenze realizzate a seguito della cessione delle azioni della controllata *TERNA S.P.A.*.

all'Acquirente Unico (che ha la titolarità delle funzioni di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato) la cui flessione di circa 110 milioni di euro si spiega con la decisione del regolatore francese (CRE) di non riservare alcuna capacità di importazione per l'esecuzione del contratto tra *ENEL* ed *E.d.F.*[283]. Questa diminuzione è stata compensata dalle cessioni di energia in Francia (+ 155 milioni di euro) effettuate, nell'esercizio, da *Enel Trade* in nome e per conto di *ENEL* S.p.A..

2) Tra i **costi** della produzione si segnalano quelli per l'*acquisto di energia e materiali di consumo*[284] che costituiscono quasi il *60%* del totale e sono in crescita del *2,31%* per l'incremento del prezzo unitario medio oltre al riconoscimento ad *E.d.F.* dell'importo di 8 milioni di euro relativi a "certificati verdi" (per energia prodotta nel 2004 da fonti rinnovabili (11,5 TWh) e riconosciuti dal GSE ad *ENEL* S.p.A. nel mese di aprile 2006); di minore importo i costi per *servizi e godimento beni di terzi* (*+19,91%*)[285].

Flettono,invece, gli *ammortamenti e perdite di valore*[286] (*-87,18%*) nonché gli *altri costi operativi* (*-77,84%*) per i maggiori oneri rilevati nell'esercizio precedente[287].

La riduzione di appena 4 milioni (*-4,39%*) del *costo del personale* risente, pur in presenza del maggior numero di risorse impiegate (in termini di consistenza media 620 contro 581), dell'effetto prodotto dai minori oneri di incentivazione all'esodo.

3. Si raddoppiano i *proventi da partecipazioni* (*+96,67%*) che si riferiscono ai dividendi sul risultato 2005 distribuiti da società controllate e provengono da: *Enel Produzione* (1.006 milioni), *Enel Distribuzione* (1.836 milioni), *Enel Trade* (122 milioni), *Enel Power* (56), ecc..

---

[283] Il ricorso presentato da *ENEL* contro la decisione del CRE non è stato accolto dal Consiglio di Stato francese con la sentenza 30 marzo 2007, n. 289687.

[284] Riflettono i prezzi relativi ai contratti pluriennali con fornitori esteri (quali EDF e ATEL) e includono gli "oneri di sbilanciamento" sostenuti dalla Società per far fronte agli impegni derivanti dai contratti di importazione dell'energia elettrica dalla Francia.

[285] Dalle note di commento al bilancio 2006 si desume che, l'incremento si riferisce per 29 milioni di euro a servizi resi da società terze, in particolare di assistenza e consulenza per nuove acquisizioni in campo internazionale e a spese sostenute per l'adeguamento dei sistemi di controllo interno e dei sistemi informativi aziendali ai fini dell'applicazione della normativa *Sarbanes-Oxley Act* e per 13 milioni di euro a servizi resi da società del Gruppo (servizi informatici e amministrativi, servizi di edificio e canoni di locazione) nonché alle provvigioni corrisposte a *Enel Trade* per le cessioni di energia effettuate da quest'ultima in Francia per conto della Società.

[286] Gli ammortamenti per attività materiali e immateriali (17 milioni di euro), rilevano un incremento (4 milioni di euro)attribuibile all'ammortamento di spese per lo sviluppo di *software*, mentre le perdite di valore si riferiscono alla svalutazione del valore di carico della partecipazione detenuta nella società *Enel.NewHydro* (1,6 milioni di euro) per effetto delle perdite rilevate da quest'ultima nel corso del 2006, oltre all'onere per 6,4 milioni di euro, rilevato quale differenza tra il prezzo di cessione della partecipazione detenuta nella società *Weather Investment* e il relativo valore di bilancio al momento della cessione (nel 2005 si riferivano, in particolare, all'onere derivante dalle perdite rilevate dalla controllata *Enel Investment Holding BV*).

[287] Riferiti all'accantonamento al fondo rischi e oneri diversi, all'effetto della valutazione al *fair value* delle azioni gratuite c.d. "*bonus share*" di *TERNA*, ai maggiori oneri per certificati verdi, oltre agli oneri derivanti dall'applicazione della delibera 20/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

4. Gli *oneri finanziari netti* (*proventi/oneri* finanziari) diminuiscono complessivamente di 184 milioni di euro (*-94,84%*) a causa della contrazione dell'indebitamento netto complessivo (che passa da 2.805 milioni di euro del 2005 a 989 milioni di euro nel dicembre 2006) oltre che del riconoscimento, nell'esercizio, del diritto al rimborso di imposte di registro su prestiti obbligazionari emessi da ENEL S.p.A. nel periodo 1976-1984.

5. Le *imposte sul reddito* - che, nel 2005, risultavano con segno negativo di 13,7 milioni di euro - ammontano a 68 milioni di euro e hanno un'incidenza del *2%* sul risultato *ante* imposte; tuttavia, se si escludono i dividendi, l'incidenza sarebbe stata del *20%*. Risentono del beneficio da imposte correnti di circa 195 milioni di euro, in parte, compensato dall' onere per imposte anticipate e differite di 262 milioni di euro.

Sul risultato finale influiscono le plusvalenze da partecipazioni esenti, i dividendi da partecipazioni, le svalutazioni relative ad anni precedenti, gli utilizzi fondi, ecc..

Il valore della produzione netta ai fini IRAP è positivo.

12. - CONCLUSIONI.

1. Nell' esercizio in esame, e nel successivo periodo (fino a data corrente), l'*ENEL* ha progressivamente e decisamente spostato la propria strategia di espansione dall'area prevalentemente italiana a quella, di più ampio raggio, europea e di più vasto respiro internazionale anche ad evitare la configurazione di posizione dominante sul mercato nazionale. Può dirsi, pertanto, che – in coerenza con le pregresse, dichiarate linee strategiche - non solo ha rafforzato la propria posizione di *leader* ma ha saputo inserirsi nel difficile mercato internazionale per assicurarsi le fonti energetiche necessarie a soddisfare il fabbisogno sia interno sia di altri Paesi già avanti nel settore (es. Spagna e Francia) oppure in costante e rapida crescita e con interessanti prospettive di sviluppo offerte dai processi di liberalizzazione e privatizzazione.

Nell'ultimo decennio, infatti, la *Società* ha subìto notevoli cambiamenti dall'avvio del processo di societarizzazione alla conclusione del processo di liberalizzazione, dalla cessione delle "Gen.Co", di *T.E.R.NA.* e di *Wind* a quella, ormai completa, del settore idrico nonché di gran parte del patrimonio immobiliare. Più che di un momento significativo, si tratta di una vera e propria "rivoluzione" strategica che ha ampliato l' orizzonte dell' *ENEL S.P.A.* nel solco del perfezionamento di programma di concentrare le attività del Gruppo sull' elettricità ed il gas, tipiche del *core business*, senza rinunciare ad eventuali opportunità di crescita purché in grado di migliorare i risultati col massimizzare i profitti, ridurre i costi e mantenere inalterata la politica dei dividendi.

Divenuta non solo un grande Gruppo energetico europeo, con una forte presenza in Spagna e nel resto del mondo, ma una vera e propria multinazionale integrata dell'energia "*con un cuore in Italia, una solida base europea ed una strategia mondiale di sviluppo*"[288], l' *ENEL* è ora focalizzata all'integrazione ed al consolidamento di quanto finora sviluppato ed acquisito, in Italia ed all'estero, oltre che al mantenimento della *leadership* sul mercato domestico.

2. Nella generazione e distribuzione di ***elettricità*** – a parte gli inserimenti operati in Bulgaria, Romania, Russia e Francia nonché l'attenzione per le opportunità offerte dai processi di liberalizzazione e privatizzazione in Polonia e nei Balcani - l'espansione territoriale in ***Europa***, senza tener conto delle numerose partecipazioni a gare in corso (per cui si rinvia al par. 3.2), ha trovato ulteriore seguito e sbocco nei recentissimi acquisti:

- in **Spagna**, del *67,05%* del capitale della importante società "ENDESA" (impresa *leader* nel settore energetico), al prezzo di 28,2 miliardi di euro. La lunga ed articolata vicenda si è conclusa col lancio positivo di OPA e con riflessi "a cascata" su società dalla

[288] La definizione è dell'Amministratore Delegato alla "*Convention*" del 3 luglio 2007.

stessa partecipate in America Latina, specialmente in Perù. *ENEL* ha, così, raggiunto un importante risultato ed é in grado di svolgere in maniera più consistente le proprie attività avendo una estesa area di *business* caratterizzata da minori margini di rischio, aumento del parco di produzione, migliorato *mix* delle fonti di generazione, ampliato numero complessivo di clienti, ecc.;

- in **Russia**, del *37,15%* del capitale "*OGK-5*" (società di termo-generazione nella Russia centrale e negli Urali in fase di privatizzazione); per la restante quota del *62,85%* il 15 novembre 2007 è stata lanciata un' OPA. Occorre aggiungere l'introduzione del sistema del contatore elettronico, nella regione di Belgorod, ed il "*Memorandum of Understanding*" (MoU) con "RosAtom" (Agenzia federale per l'energia nucleare) per lo sviluppo del sistema elettrico e della generazione nucleare anche nell' Europa centro-orientale. Le motivazioni strategiche dei diversificati investimenti - che vedono la *Società* italiana tra quelle maggiormente impegnate in attività sul territorio e come la prima ad entrare nel mercato russo dell'energia elettrica - derivano dai tassi di crescita dell'economia di quel Paese, con rapido e sensibile incremento della domanda in un settore carente e da modernizzare;

- in **Slovacchia**, del *66%* del capitale di "*Slovenske Elektrarne*" - con un parco impianti ben bilanciato (tra termico, idroelettrico e nucleare) ed una produzione di energia elettrica di 7.000 MW a costi molto competitivi - che serve l' *83%* del mercato nazionale: si tratta del più grande acquisto della società italiana nell'Europa centro orientale in grado di apportare una buona capacità produttiva;

- in **Romania**, del *67,5%* del capitale di "*Electrica Muntenia Sud*" (EMS), società in corso di privatizzazione che distribuisce energia elettrica nell'area di Bucarest e regioni limitrofe. Il *Gruppo* è diventato il primo operatore straniero e sarà in grado di servire complessivamente circa 2,5 milioni clienti raggiungendo una quota del *30%* del mercato locale senza essere, comunque, in posizione dominante;

- in **Francia**, dell'intero capitale della soc. "*Erelis*" che sviluppa iniziative nel settore eolico. Tramite questa società (divenuta propria controllata con la nuova denominazione "*Enel Erelis*"), nel giugno 2007, sono stati acquistati quattro progetti per la realizzazione di impianti eolici. E' stata costituita una *newco* di diritto francese destinata allo svolgimento di attività (*trading*, ingegneria, produzione, distribuzione, *lobby*, ecc.). connesse al *business* dell'energia in quel Paese.

Da rammentare, inoltre, che in **Belgio** si è pervenuti alla transazione per la costruzione di una centrale a gas, a ciclo combinato, in località Marcinelle.

Altre iniziative si registrano ***nell'area Mediterranea:*** nei **Balcani** (gara per la realizzazione in Kosovo di un nuovo impianto di generazione a lignite nonché riabilitazione e gestione di impianto a lignite già esistente); in **Grecia** (con offerta

vincolante per realizzare e gestire a Lividia un nuovo impianto a gas a ciclo combinato (CCGT), e per acquisire *asset*, in esercizio ed in costruzione, nell' eolico); in **Turchia** (*joint venture* con l'operatore locale ENKA, per partecipare alla privatizzazione di impianti di società di distribuzione di energia elettrica pubblica); in **Arabia Saudita** ("*Memorandum of Understanding*" (MoU) del luglio 2007 con un'agenzia governativa per iniziative congiunte nel settore energetico, tra cui, lo sviluppo delle "*economic cities*" pianificate da quel Governo in nuovi distretti industriali); in **Albania** (bozza di "*Memorandum of Understanding*" (MoU) al Governo albanese per realizzare un impianto di generazione a carbone importato ed una linea di interconnessione *merchant* con l'Italia).

Oltre oceano vi sono posizionamenti del *Gruppo* nel Nord America, America Latina, Cile e Colombia.

Val notare che, negli **Stati Uniti**, operano numerose controllate locali la cui attività è concentrata, sopra tutto, nell'ambito idrolettrico (negli Stati dell'est), eolico (negli Stati centrali) e geotermico (negli Stati dell' ovest): tre mercati diversi, con pluralità di sistemi, per i quali vige una forte politica locale di incentivazione. La recente acquisizione degli impianti idroelettrici di Boott e Sheldon Spring e la partecipazione alla gara per *asset* eolici della soc. HORIZON fa parte del piano di sviluppo di crescita del *Gruppo* italiano nell'energia da fonti rinnovabili proseguito: *a)* nel marzo 2007, con l' acquisto dell'intero capitale della AMP RESOURCES, maggior operatore nella *geotermia*; *b)* con la partecipazione ad un progetto *eolico* nel Texas e successiva realizzazione dell'impianto; *c)* nel settembre 2006, con la partecipazione al *45%* nel capitale dell'operatore eolico statunitense *TradeWind Energy*, nello Stato del Kansas; *d)* ultimamente, con offerte per progetti di sviluppo di interconnessione sempre nell'eolico.

Recentemente (18 dicembre 2007), il Consiglio ha approvato la partecipazione al progetto *FutureGen* finalizzato a realizzare un impianto dimostrativo basato sulla gassificazione del carbone con produzione di idrogeno: l'impegno finanziario da sostenere si aggira su complessivi 25 milioni di dollari da versare in dieci anni.

In **Canada** – dove è presente tramite *Enel North America* (ENA) con gli impianti idroelettrici di Star Lake e quello di biomasse di St. Felicien ed è stata, altresì, selezionata per la realizzazione dell'impianto eolico di St. Lawrence - l'*ENEL* ha manifestato interesse all' acquisto, nel New Brunswick, di asset idroelettrico.

Nell'ambito del vasto mercato elettrico del **centro** e **sud America** - dopo essersi assicurato a **Panama**, nell'agosto 2006, al prezzo di 150 milioni di dollari, il *24,55%* dell'impianto di generazione idroelettrica denominato "*Fortuna*" - l' *ENEL* ha comprato, nel febbraio 2007, la ulteriore quota del *24,45%* al prezzo di 160 milioni di dollari circa (sempre mediante la controllata olandese *Enel Investment Holding).* In **Messico**, per le

prospettive di crescita del mercato idroelettrico, sono state acquisite quote di partecipazione nel veicolo societario INELEC, proprietario di tre impianti. Nella Repubblica di **El Salvador**, *Enel Produzione* ha accettato di finanziare ulteriori progetti per raggiungere il controllo della società soc. "LaGeo", operante nel settore dell'energia geotermica. In **Brasile**, nel giugno 2006 furono comprati 22 impianti di generazione idroelettrica ("Gruppo Rede") e nell' ottobre successivo è stato perfezionato l'accordo per l'acquisizione dell' intero capitale di dieci società brasiliane titolari di concessioni per 20 impianti "mini hydro". In **Costa Rica**, la controllata *Enel Costa Rica S.A.* ha acquisito i diritti per lo sviluppo di un progetto idroelettrico (denominato *Chucas*) la cui attivazione è prevista per la fine del 2011.

3. Nel settore del ***gas*** naturale - mediante le controllate *Enel Rete Gas* ed *Enel Energia* nonché le altre ad esse riconducibili - la *Società* continua a crescere, più della concorrenza, sia per clientela che per volume di produzione e, con una quota di mercato pari al *12%* (per la distribuzione) ed al *14%* (per la vendita), rappresenta il secondo operatore nazionale (dopo l'ENI) con oltre 2,2 milioni di clienti (portafoglio in aumento dell' *8,8%* circa, a fine 2006, rispetto al precedente esercizio) ed una capacità operativa (fabbisogno) di quasi 15 miliardi di mc. di gas in un mercato liberalizzato già dal 1° gennaio 2003. Proseguono, sul piano commerciale, le iniziative per raggiungere tre milioni di clienti nei prossimi cinque anni tanto più che il fabbisogno sta crescendo in modo considerevole spinto, in particolare, dal termoelelettrico. Considerata la pressione competitiva sul nostro mercato degli operatori, specialmente esteri, è stato rinnovato lo stanziamento per consolidare la presenza del *Gruppo* nel settore del gas allo scopo di continuare una politica di crescita più incisiva tramite la acquisizione ed integrazione degli attuali *asset* e l'allargamento del perimetro degli operatori c.d. "aggredibili" con i quali sono in fase avanzata trattative basate su offerte vincolanti.

Non va dimenticato che la limitata disponibilità di fonti di approvvigionamento del gas ha avuto un "campanello d'allarme" nell' inverno 2006 quando, con la crisi Mosca/Ucraina, si è dovuto far ricorso alle riserve strategiche sicché l' *ENEL* è impegnata a diminuire, in qualche modo, il costo ed il rischio dell'*import*, anzitutto, mediante il potenziamento del mercato del GNL con la costruzione di più gassificatori in Italia. Inoltre, in **Russia**, in *joint venture* con ENI, ha ottenuto l'assegnazione di *asset* in Siberia (lotto 2° del fallimento del gruppo russo YUKOS): un'operazione che riveste interesse ed importanza strategici in quanto, oltre alla presenza in una regione connessa alla rete nazionale di metanodotti, consentirà all'*ENEL* di integrare verticalmente le proprie attività in quel Paese nonché disporre, per quasi un quarto di secolo, di significative riserve di gas naturale per la produzione elettrica a prezzi ritenuti remunerativi e con rischi mitigati.

Sempre per allargare la disponibilità di approvvigionamento, vanno menzionati gli accordi di *Enel Trade* con "Sonatrach" per elevare (da 2) a 3 miliardi mc/anno la quantità di gas algerino, finora, fornita in base al contratto risalente al settembre 2001.

Da evidenziare, infine: *a)* il progetto "GALSI" avente per scopo la realizzazione di un gasdotto per collegare direttamente l'Italia con l'Algeria, via Sardegna (unica Regione senza accesso a questa risorsa), in modo da aumentare la disponibilità, la sicurezza e la flessibilità delle infrastrutture di importazione di gas naturale nel nostro Paese; *b)* la partecipazione maggioritaria al progetto del terminale di rigassificazione (GNL) nell'area portuale di Porto Empedocle (AG); *c)* la *joint venture* tra *Enel Trade* e "Renova Management" per partecipare, nel **Qatar,** ad un impianto di liquefazione a gas nonché alla stipula di un contratto per l'acquisto di LNG.

4. Non può essere trascurato, peraltro, l'ingresso dell'*ENEL* nel settore **nucleare**[289] che ha reso necessario approntare un adeguato piano di sviluppo delle competenze nucleari la cui notevole importanza nella strategia globale della Società, oltre alla partecipazione alle organizzazioni internazionali degli operatori nucleari, richiede approfondita conoscenza specifica (*know how*) nella tecnologia nucleare di terza generazione nonché adeguato impiego di risorse umane e finanziarie. Degno di rilievo è il recentissimo accordo con EDF (30 novembre 2007) relativo, in particolare, alla partecipazione dell' *ENEL* al *12,5%* nel progetto nucleare[290] francese EPR al costo di 567 milioni di euro - che consentirà di disporre, colà, di una capacità (c.d. *anticipativa*) di 600 MW dal 2008, elevata a 1.200 MW dal 2012 quando sarà fornita dagli impianti nucleari – con opzione di partecipare, sempre nella misura del *12,5%*, ai successivi cinque progetti della serie. Questo accordo costituisce una svolta fondamentale per la presenza dell' *ENEL* nell'area Nord Europea.

5. Positiva conferma di detta *complessiva* attività è desumibile dall' interesse mostrato dai *mass media* verso il "Gruppo" - considerata la grande affidabilità certificata da società internazionali che ne stabiliscono il *rating* - e dal favore del mercato in occasione dei recenti collocamenti delle azioni della Società nonché delle emissioni obbligazionarie.

Oggi *ENEL* - il cui *67,9%* del capitale sociale è detenuto da oltre 2,2 milioni di azionisti italiani ed esteri - rappresenta un operatore energetico che all'estero ha oltre tre milioni di clienti (circa il doppio, rispetto a quelli ceduti in Italia alle *ex* municipalizzate

---

[289] Si fa riferimento - oltre al progetto EPR, a Flamanville (Francia) - alle centrali di Bohunice e Mochovce (in Slovacchia), Cernavoda (in Romania) e Belene (in Bulgaria).

[290] Contestualmente è stato firmato un accordo preliminare relativo all'accesso di *ENEL* alla capacità *mid merit*, in Francia, su cui la Corte si riserva di riferire in futuro.

per favorire la liberalizzazione del mercato nazionale dell'energia elettrica)[291] e oltre 10 GW di capacità installata in 13 Paesi. Significativa é la presenza di numerosi fondi etici (*22,6%* del totale dell' azionariato istituzionale e *9%* del flottante, esclusi M.E.F. e C.D.P.) e dei piccoli risparmiatori i quali possiedono circa il *37,1%* del capitale.

Gli importanti risultati conseguiti, come è agevole intuire, hanno riflessi sulla struttura patrimoniale della Società che dovrà impegnarsi nel curare il mantenimento dell' equilibrio economico/finanziario oltre ad assicurarsi le capacità tecniche e le risorse per far fronte ad eventuali impegni futuri. Un insieme di valori da preservare nel tempo, in termini di credibilità e di affidabilità, mediante il miglioramento del mix di generazione di elettricità, l'aumento delle energie rinnovabili, il taglio dei costi e lo sviluppo del *business* del gas.

6. Assume rilevanza primaria la destinazione degli ***investimenti*** non solo con selezionata acquisizione di *asset* all'estero - per accrescere la capacità produttiva della Società con benèfici effetti sulla concorrenza, tenendo conto anche dei "ritorni" degli impieghi di denaro – ma anche nel costante sforzo di convertire le centrali mediante combustibili più economici, rispetto al petrolio, nonché guardare alle fonti rinnovabili virtualmente inesauribili (eolico, geotermia, idrogeno, solare, termodinamico, biomasse, ecc.) quale necessario approdo per la soluzione dei problemi ambientali e di costo dei combustibili tradizionali. Iniziative da considerare nell' ottica tendenziale di conseguire la diminuzione dei prezzi dell'elettricità (ossia il risultato più auspicato, in concreto, dalla collettività) dato che – stando a quanto si legge nelle conclusioni dell'indagine della Commissione Europea sul mercato dell'energia - nonostante i progressi fatti verso una situazione di piena competitività, in Italia "*i prezzi sono sostanzialmente più alti che nella maggior parte dei Paesi UE e gli interessi per l'elettricità importata a prezzi più economici causa un serio problema di congestione sulle infrastrutture di connessione*"; circostanza, come evidenziato in precedenti referti, che potrebbe influire anche sull'andamento del titolo in Borsa[292], con ricaduta sulle pubbliche finanze considerata la quota posseduta dall'azionista di maggioranza.

Dalla "*Relazione generale sulla situazione economica del Paese*" del Ministro dell'Economia e Finanze si desume che, nel 2006, gli investimenti in nuovi impianti realizzati in Italia dall'*ENEL* rappresentano l'*83%* del totale contro l'*89%* nel 2005. Per l'esercizio 2007 gli investimenti interessano sia la rete elettrica sia la rete gas e sono finalizzati in Italia alla prosecuzione dei progetti per la conversione a carbone e per la crescita di fonti rinnovabili (anche mediante i programmi "certificati verdi" ed "esplorazione geo"), all'ampliamento del programma di iniziative ambientali affidate alla

---

[291] Giova ricordare che *ENEL* è l'unico *ex*-monopolista europeo ad avere ceduto oltre 15.000 MW della propria capacità produttiva a favore di operatori di altri Paesi e diverse reti di distribuzione.

[292] Nel **2006** il titolo ha continuato a crescere sino a toccare, nel mese di aprile 2007, il massimo (da giugno 2000) di 8,595 euro.

ricerca, alla realizzazione del terminale di rigassificazione, ecc. Quelli all' estero ammontano a 1.197 milioni di euro ed attengono a progetti in Spagna, Bulgaria, Slovacchia, Romania e Nord America.

Detti nuovi investimenti sono così ripartiti:

- il *43%* per impianti di produzione termoelettrici ed idroelettrici (nel 2005 = *35%*);
- il *51%* per reti (impianti e linee) di distribuzione (nel 2005 = *52%*);
- il *6%* per altri impianti (nel 2005 = *5%*).

* * *

Nel campo delle **fonti rinnovabili** – dove, già oggi, *ENEL* si colloca tra i primi nel mondo con oltre 19.999 MW di potenza installata (idroelettrica, eolica, geotermica, solare ed a biomasse) - notevoli investimenti riguardano nuovi impianti da realizzare sia ad *idrogeno* (a Fusine, nel Veneto) sia *eolici* sia *solari-termodinamici* (a Priolo/Gargallo in Sicilia), in collaborazione con ENEA, nonché *geotermici*. L'Italia figura quale quarto produttore in UE per produzione di elettricità da fonti rinnovabili, con 52 TWh nel 2006, pari al *15%* del totale e le sue potenzialità - considerati anche i sistemi degli incentivi - potrebbero essere meglio sfruttate se si eliminassero taluni ritardi autorizzativi e non vi fossero problemi di reti.

La domanda energetica in Europa, stando ad uno studio recente[293], è salita dal 1997 al 2005 di 117 milioni di tonnellate di petrolio equivalenti (c.d. Mtep) e la crescita è stata coperta per oltre 20 milioni (c.d. Mtep) da fonti energetiche rinnovabili; é salita la dipendenza di importazioni energetiche dall'estero (in particolare, gas dalla Russia) e diventa più difficile l'obiettivo di Kyoto di riduzione delle emissioni nella misura dell'8% entro il 2010.

L' *ENEL* è tenuto a rendere compatibili i livelli di emissione col protocollo di Kyoto atteso che il solo comparto elettrico è responsabile per circa 1/5 delle emissioni di CO_2 in Italia. Il Consiglio europeo ha deciso, peraltro, di rafforzare la strategia per lo sfruttamento delle energie rinnovabili fissando, per la prima volta, l'obiettivo del *20%* del loro contributo sul totale dei consumi energetici. Al proposito, giova rammentare che l'Italia ha assunto, in sede comunitaria, l'obiettivo di raggiungere entro il 2010 una quota del *25%* di produzione di energia da fonti rinnovabili pur se la Commissione Europea ritiene il nostro Paese lontano da questo obiettivo per molteplici motivi; peraltro, ad avviso di organizzazioni internazionali (*Greenpeace*), se si vuol raggiungere il 25% occorre raddoppiare tempestivamente gli obblighi di produzione elettrica da fonte rinnovabile ed eliminare il "tetto" agli incentivi per l'energia solare. Prosegue, pertanto, la strategia della *Società* di sviluppo specie in Europa e nelle Americhe, per la presenza di grandi risorse naturali, anche per la prospettiva di sottoscrizione da parte degli USA del

[293] Lo studio è di "Nomisma energia" ed è stato presentato ad un convegno tenutosi il 3 maggio 2007.

protocollo di Kyoto[294]: l'aver acquistato, con anticipo, impianti destinati a non subire penalizzazioni comporta vantaggi in termini di redditività dell'investimento finalizzato anche al rispetto dell'ambiente ed all'abbattimento del costo dei combustibili tradizionali.

In argomento, merita di essere ricordato il progetto "*Ambiente e innovazione*" con cui l'*ENEL* prevede, nel quinquennio 2007/2001, lo sviluppo delle fonti rinnovabili con nuova capacità di 1.700 MW (1.500 eolico - di cui 220 in Italia -, 100 idroelettrico, 100 geotermico e 35 nel solare[295]) ed investimenti di 3,3 miliardi di euro di cui 1,6 solo in Italia e 1,7 nel resto del mondo. L'obiettivo della *Società* è mirato, in particolare, ad accrescere la propria presenza mediante nuovi progetti e l'acquisizione di società che abbiano sviluppato progetti di impianti eolici, preferibilmente con *iter* autorizzativi in corso, in modo da raggiungere complessivi 684 MW di capacità alla fine del 2011. Nell'*eolico* sono presenti tre operatori principali (tra cui, *ENEL*) nonché, per il residuo *50%*, piccoli soggetti: trattasi di un ambito in fase di sviluppo (a fine 2006 si registravano 900 progetti) ancorché caratterizzato da minore apporto di vento - rispetto ad altri Paesi (Spagna o Germania) - da un contesto normativo non ben definito, per i procedimenti autorizzativi a livello regionale, e da condizionamenti locali. Il *Gruppo* è, attualmente, il secondo operatore nazionale con una quota di mercato del *14%* ed una potenza installata di quasi 305 MW[296] su un totale di circa 2.100 MW. E' previsto un "ritorno" degli investimenti di almeno l'*8%*.

Si segnala, infine, che *ENEL TRADE* ha stipulato accordi con società di diritto cinese per l'acquisto dei certificati *Emission reductions* (CERs) generati da progetti di abbattimento del gas HFC-23 dei quali è prevista la realizzazione su impianti di dette aziende. Per il periodo 2007-2013 l'acquisto dei CERs comporterà un ammontare corrispondente ad un volume totale di 70 milioni di tonnellate di CO_2 per un corrispettivo complessivo di quasi euro 511 milioni ed un "costo evitato" stimabile intorno ad euro 900 milioni.

* * *

Come già rappresentato nel precedente referto, la Corte auspica che gli investimenti siano finalizzati a far aumentare la produzione, con benefici effetti sulla concorrenza, ed a conseguire la diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica. Ribadisce, comunque, che la pur prevedibile crescita di eolico solare/termodinamico (centrale di Serre Persano (CE) e progetto di Priolo/ Gargallo), geotermia (circa il *70%* dell'intera

---

[294] 170 Paesi si sono impegnati a ridurre del *5%* le emissioni di gas serra a livello globale entro il 2020. Dai dati della Commissione Europea si desume che, nella UE, le emissioni di anidride carbonica registrano un calo nell'ultimo periodo.

[295] Nell'agosto 2007 sono stati annunciati investimenti nel solare per 300 milioni di euro entro il 2010.

[296] A fine 2006 gli impianti in esercizio erano 16, di cui: 4 in Sardegna, 7 in Sicilia, 1 in Abruzzo, 3 in Molise ed 1 in Campania.

produzione delle fonti rinnovabili), idrogeno (progetto di Fusine), biomasse, ecc., costituisce una ridotta copertura (stimata intorno al 5%) del fabbisogno di elettricità ed ha lo svantaggio di essere una fonte intermittente e, comunque, insufficiente a soddisfare la domanda energetica nonché ad abbattere la produzione di Co2.

Oltre a questi fondamentali obiettivi, non dovrebbero essere trascurate altre finalità quali, ad esempio: il confronto con tematiche sempre più impellenti e di rilievo strategico (Kyoto, energie rinnovabili, rigassificatori e gasdotti, ecc.) nonché il passaggio alla completa liberalizzazione del mercato sia attraverso offerte innovative sia mediante azioni volte a sfruttare le sinergie in detti settori.

7. Per fronteggiare l'onere delle rilevanti e differenziate iniziative in atto nonché consentire la successiva ristrutturazione dell'***indebitamento*** finanziario del Gruppo, spostandolo verso scadenze più lunghe e diversificando la base degli investitori - oltre a prestiti ventennali da parte della B.E.I. ad *Enel Distribuzione* (600 milioni di euro nel triennio 2006/8) e ad *Enel Produzione* S.p.A. (450 milioni di euro) - il Consiglio ha ritenuto necessario procedere alla stipula di una linea di credito in più *tranche* (in capo ad *ENEL S.p.A.* ed alla propria controllata *Enel Finance International S.A.*) dell'importo complessivo di 35 miliardi di euro, con durata massima fino a cinque anni, tenuto conto sia della favorevole accoglienza finora incontrata dal mercato pubblico sia del tasso di interesse corrente.

Al riguardo ha deliberato duplice emissione di prestiti obbligazionari, in più *tranche,* per l'importo massimo, rispettivamente, di euro 5 miliardi (già assorbito dal mercato) e 10 miliardi, da realizzare entro la fine del primo semestre 2008, per assottigliare a 20 miliardi di euro la menzionata linea di credito. Adeguata capienza per l'emissione di detti prestiti è data dall'ammontare del capitale sociale e delle riserve tenuto anche conto delle obbligazioni già in circolazione.

8. L' **attività** dell'*ENEL S.P.A.* (v. par. 8), finalizzata alla maggiore competitività sul mercato nazionale ed internazionale in base ai piani industriali, è proseguita alacremente e con tempestività come è agevole intuire dalle 16 adunanze del CONSIGLIO di AMMINISTRAZIONE (svoltesi con cadenze ravvicinate) caratterizzate da sostanziale convergenza di vedute sulle iniziative da intraprendere nonché da costruttiva dialettica propedeutica all'adozione dei relativi provvedimenti.

L' attività va sempre più concentrandosi nel *core business*[297] ossia nella:

---

[297] Ad esse si affiancano, con sempre minore rilevanza: la fornitura di servizi informatici, il *"contracting"* internazionale (realizzazione di impianti all'estero); il *"trading"* internazionale di combustibile; la manutenzione di reti; la costruzione di impianti di co-generazione e l'attività di ricerca nonché di *"venture capital"* (con investimenti in tecnologie ritenute utili per lo sviluppo dei business sopra elencati). Si menzionano, inoltre, talune attività immobiliari e di *facility management*, quelle di amministrazione (paghe e contributi) nonché di formazione professionale del personale.

- produzione (da fonte convenzionale, rinnovabile e da termodistruzione), distribuzione e vendita di *energia elettrica* cui si affianca l'importazione dall'estero;
- distribuzione e vendita di *gas*.

Detta attività si svolge in un mercato:

- liberalizzato dal 1° luglio 2007 per circa 30 milioni di clienti domestici (dopo l'apertura iniziata nel 1999 con la liberalizzazione dei clienti c.d. energivori e proseguita con la possibilità per circa sette milioni di possessori di "partita Iva" di scegliere il proprio fornitore di fiducia),

- in forte evoluzione ed in profonda trasformazione nei suoi assetti competitivi. come dimostra il crescente aumento dei *competitors* (secondo l'AEEG sarebbero 135 i produttori e 400 i distributori/grossisti);

- sempre più europeo, caratterizzato dalla formazione di soggetti pan-europei dell'energia che fanno leva su politiche di rafforzamento per competere in maniera adeguata per assicurare l'accesso alle fonti di approvvigionamento.

Va dato atto, comunque, che la *Società* persegue nello sforzo sia di costruire un sistema elettrico sicuro, economico ed efficiente per lo sviluppo del Paese - mediante l'adozione delle più moderne tecnologie di cattura delle emissioni, la maggiore efficienza degli impianti e la riduzione di disomogeneità di dislocazione tra aree di produzione ed aree di consumo – sia di assicurare più competitività proseguendo nella strategia di sviluppo e diversificazione delle fonti primarie: specialmente quelle rinnovabili da considerare virtualmente inesauribili quali energia solare, idroelettrica, eolica, energia da rifiuti e da biogas, geotermia e biomasse.

Particolare attenzione è dedicata al settore "*competitivo*" della **ricerca** sia di sistema (progetti concernenti il governo del sistema elettrico italiano, produzione e fonti energetiche, trasmissione e distribuzione nonché usi finali) sia mediante l'approfondimento dei diversi aspetti della generazione di energia elettrica (tra cui, prove e certificazione di materiali, verifiche sperimentali, collaudi di impianti, ecc.).

* * *

Per le singole **acquisizioni, cessioni** ed altri rilevanti episodi dell' esercizio in esame – oltre a quanto in precedenza riferito - si rinvia al paragrafo 8 (*sub* A,B,C); per gli **elementi di contesto e dati relativi al mercato** si rinvia al paragrafo (8.1).

L'efficienza e la qualità del servizio si desumono dagli **indicatori di continuità del servizio elettrico** la durata media complessiva delle interruzioni, per clienti di bassa tensione, è ancora migliorata rispetto al 2005 mentre non è ancora diminuito lo storico *gap* tra le Regioni del sud Italia e delle isole rispetto a quelle del centro/nord. Si tratta, peraltro, di valori che mantengono l'*Enel* ai vertici della classifica europea.

* * *

Importante significato e funzione assume il "***bilancio di sostenibilità***" - ossia il rapporto annuale delle attività realizzate e dei risultati raggiunti in termini di responsabilità economica, sociale e ambientale (in Italia e all'estero) - che rappresenta lo strumento essenziale per la comunicazione della *Corporate* poiché fa riferimento ai principi *standard,* nazionali ed internazionali, sullo sviluppo economico sostenibile (la rivista "Fortune" ha classificato l'*ENEL* al sesto posto nel mondo per la sostenibilità e tra le prime 50 per il bilancio di sostenibilità).

8.1- In Italia, a seguito della liberalizzazione, l' *ENEL* ha predisposto gli strumenti per poter offrire il prodotto a costi maggiormente competitivi ed una qualità del servizio sempre più elevata: vanno segnalati l'acquisizione di molti nuovi clienti *liberi* (si stima oltre un milione, alla data del presente referto) con alcune e mirate proposte *ad hoc* ed il progetto di far rientrare in una nuova società (*newco*) tutto il ramo vendita di *Enel Distribuzione*. Non é, però, da dimenticare che la *Società* ha caratteristiche peculiari in quanto, per produrre e distribuire l'elettricità, gestisce numerose centrali nonché oltre un milione di chilometri di linee elettriche: insediamenti che hanno un impatto, con il territorio e con le popolazioni che risiedono nelle vicinanze, ben diverso da quello di altre aziende industriali.

Di interesse è la prosecuzione del piano di riconversione a carbone pulito di talune centrali, deliberato nel 2004, con cui si intende, tra l'altro, accrescere la capacità competitiva del "sistema Paese" sì da produrre energia in modo più efficiente e più economico. Il programma incontra, però, forti resistenze degli ambientalisti.

In particolare, per l'impianto di Torre Valdaliga Nord (Civitavecchia) - di cui si prevede il completamento dei lavori entro il 2010 - resta, tuttora, pendente il giudizio cautelare promosso da alcuni Comuni limitrofi nonché dalla Provincia di Roma innanzi al Tribunale di Civitavecchia per ottenere la sospensione dei lavori di trasformazione della centrale per (addotto) danno all'ambiente. Mentre i lavori proseguono con qualche difficoltà, a causa di sempre nuovi contrasti espressi da alcune frange della comunità locale, sono in corso due "*tavoli di incontro*" (uno sui temi della salute e l'altro sullo sviluppo del territorio) e l' *ENEL* sta individuando misure ed iniziative finalizzate a ridurre in modo significativo gli impatti sull'ambiente anche al di sotto delle soglie autorizzate.

Si segnala la transazione (aprile 2007) con la soc. "Ansaldo Caldaie" - per la fornitura in opera di tre generatori a vapore - riconoscendo maggiori oneri per euro 50 milioni. Al riguardo, la Corte manifesta l'esigenza di attenta valutazione del contesto così verificatosi - trattandosi di episodi non infrequenti nel settore degli appalti - e suggerisce, in particolare, di acclarare eventuali inadempienze da parte della predetta soc. *Ansaldo* che potrebbero far dubitare dell' opportunità e/o fondatezza giuridica della transazione

stessa anche per gli eventuali profili di responsabilità erariale ad essa sottesi. Raccomanda, comunque, la tutela dell' *ENEL* nella misura massima possibile.

Quanto alla (ri)conversione a carbone – non escluso un minimo impiego di biomasse vegetali - di tre sezioni della centrale di Porto Tolle (Rovigo) è in corso, con alterne vicende, l'istruttoria di valutazione da parte della Commissione di VIA del Ministero dell'Ambiente che vede coinvolti i Comuni di Porto Tolle e di Rovigo, l'Avvocatura dello Stato di Venezia, la Regione Veneto, la Procura della Repubblica di Rovigo, il Ministero dell'Ambiente oltre a lavoratori, sindacati nonché forze politiche nazionali e locali. L' *ENEL* intende ripresentare un nuovo progetto alla predetta Commissione dopo aver ottenuto dalla Regione Veneto la delibera modificativa della legge regionale sul parco del delta del Po.

In relazione alle previste conversioni dei suddetti impianti e per la copertura dei progressivi fabbisogni di essi, assume importanza il contratto per la fornitura pluriennale di carbone dall'Indonesia, a prezzi allineati rispetto al mercato. In argomento si rammenta la presentazione di un'offerta di *Enel Produzione* - in *joint venture* maggioritaria con l'operatore minerario statunitense AMCI - per ottenere l'affidamento di una concessione integrata relativa alla gestione della miniera di carbone del Sulcis ed alla produzione di energia elettrica.

8.2 – All' estero le attuali ***società*** facenti parte del *Gruppo ENEL* sono localizzate in Arabia Saudita, Brasile, Bulgaria, Colombia, Grecia, Inghilterra, Irlanda, Lussemburgo, Spagna, Olanda, Russia, Svizzera e USA. Esse svolgono attività di vario genere tra cui: generazione e distribuzione di elettricità, *trading* di combustibili (gas, carbone), ingegneria, trasmissione, telecomunicazioni, ecc..

Considerati anche i vincoli imposti nel nostro Paese, continua la mirata strategia di espansione internazionale imperniata nel consolidamento della presenza della *Società* nei Paesi europei che fanno parte delle macro aree in cui si sta articolando il mercato elettrico sul continente, anche mediante il potenziamento delle società locali: in questa ottica, di alto profilo nonché di rilevante interesse strategico, devono essere apprezzate le menzionate, recenti acquisizioni di ENDESA (in Spagna) e di OGK-5 (in Russia) che richiederanno peculiare valorizzazione di esse, notevole impegno gestionale oltre che attenta analisi del portafoglio con rimodulazione del piano pluriennale dei futuri investimenti.

Le risorse finanziarie provenienti dalla completa uscita, nel 2006, dal settore delle telecomunicazioni *(Wind)* sono state dunque impiegate al servizio di detta crescita internazionale avendo di mira il settore delle fonti rinnovabili con preferenza per le aree del Nord America (dove i mercati presentano caratteristiche stabili ed una adeguata

regolamentazione) e del Sud America (dove i mercati possono offrire notevoli opportunità di crescita): colà, la strategia del *Gruppo* è mirata ad acquisire impianti di limitate dimensioni, con investimenti contenuti ed impiego di poca mano d'opera, in grado di offrire buoni rendimenti nonché di escludere gravosi impegni e notevoli rischi.

Non disgiunta da queste finalità è l'acquisizione, presso i Paesi produttori, di fonti primarie di approvvigionamento: i rapporti con i vicini Paesi del Mediterraneo produttori di combustibili consentono di cogliere occasioni alternative, rispetto alle attuali forniture, specie per il gas liquefatto (GNL), con l'eventuale ingresso di *ENEL* nella fase c.d. *upstream* mediante investimenti diretti nei campi del gas e delle infrastrutture di liquefazione.

Può dirsi, pertanto, che il *Gruppo* - nel perseguire l'obiettivo di maggiore internazionalizzazione – è, ormai, diventato multinazionale e riceve un positivo ritorno dei cospicui investimenti per effetto della lievitazione del margine operativo lordo (circa un miliardo di euro, sul totale di oltre 8 miliardi) dovuto ad attività non italiane.

9. Pur se la progressiva liberalizzazione del mercato per la produzione e distribuzione dell' energia elettrica ha introdotto più concorrenti, l' *ENEL S.p.A.* rappresenta ancora l'**operatore prevalente** in Italia, rispetto agli altri, sia per lo *stock* di potenza efficiente netta (con una quota effettiva nella generazione elettrica superiore al *55%*), con vantaggi competitivi derivanti dalla struttura del parco impianti (sbilanciata verso una tipologia di centrali che le assicura un vantaggio rilevante per la definizione dei prezzi, sopra tutto nelle ore di maggiore domanda elettrica) sia per la capacità di orientare i prezzi anche nella "borsa elettrica". Il sistema non è, però, ancora caratterizzato da più ampia ed effettiva concorrenza tale da consentire il ribasso dei prezzi, rispetto alla media UE (fino al 50% in più per le famiglie e dal 33% al 46% per le imprese, in base all'ampiezza del consumo), nonostante sia da riconoscere che ciò è dovuto anche alla elevata dipendenza dal "caro greggio" ("*uno dei fattori chiave che condiziona il nostro sviluppo economico e sociale*"): mentre, infatti, nel resto d'Europa si produce elettricità utilizzando prevalentemente nucleare e carbone, l'Italia brucia olio e gas e questo *mix* di combustibili incide molto sul prezzo trattandosi di fonti più costose ed esposte alla volatilità del greggio *Brent*. Nel medio periodo l'*ENEL* sta, però, puntando su carbone pulito – avendo in programma il rimpiazzo di ridsalenti impianti ad olio, inefficienti ed inquinanti - e questo investimento sembra essere ancora conveniente nonostante il peso del Protocollo di Kyoto.

Per il prezzo del gas, invece, si tratta sopra tutto del pesante carico fiscale.

Va, pertanto, perseguito l'obiettivo di raggiungere la *ottimale concorrenza* nell'ambito del mercato nazionale di elettricità e gas unitamente alla riduzione del costo dell'energia in consonanza con l'obiettivo della UE (direttiva 2001/77) che tende alla copertura del 22% del fabbisogno con fonti rinnovabili. Al riguardo si richiama quanto

evidenziato dalla "Commissione Europea sulla concorrenza nei mercati dell'elettricità e del gas" circa il mancato recepimento delle direttive CE (n. 2003/54 e n. 2003/55) sul mercato interno dell'elettricità e del gas rivolte a stabilire l'accesso al mercato libero.

10. E' confermato che l' Italia - per il riscaldamento e per la produzione di energia elettrica - dipende sempre più dall'estero e sempre più dal metano che giunge mediante gasdotti (sostanzialmente dall'Algeria e dalla Russia, per circa il *40%*) non facilmente incrementabili. Dati positivi giungono, peraltro, dall'AEEG che - in un comunicato del maggio 2006 – ritiene ampiamente superato l'obiettivo nazionale di risparmio energetico definito per l'anno 2005 sulla base di azioni mirate (*lampadine ed elettrodomestici a basso consumo, sostituzione caldaie obsolete, isolamenti termici, interventi su sistemi di produzione e distribuzione, ecc.*) a parità di servizi goduti dai consumatori finali.

Per la scarsezza di risorse energetiche in Italia e la dipendenza dall'estero (quasi il *90%* dalle importazioni di fonti primarie, quali olio e gas, rispetto alla media europea del *71%*), sussiste marcata prevalenza di utilizzo del petrolio - il cui prezzo corre al rialzo, provocando nuovi aumenti del costo dei carburanti - e del gas naturale; a ciò vanno aggiunti la diversa incidenza del carico fiscale, l' elevato livello degli oneri generali di sistema nonché il parco di generazione, in parte, obsoleto e con rendimenti di conversione modesti.

Il tutto incide sull' incremento delle ***tariffe*** rilevato nel 2006.

Esse, peraltro, nonostante l'aumento sui mercati internazionali del prezzo del metano (circa *34%*) ed il ben noto e persistente rialzo dei combustibili utilizzati per la produzione elettrica (circa *20%*), avevano iniziato a subire una contrazione dal 1° gennaio al 30 settembre 2007 ma, per il periodo ottobre /dicembre 2007, hanno registrato nuovi aumenti nella misura, rispettivamente, del *2,4%* per l'elettricità e del *2,8%* per il gas. Dal 1° gennaio 2008 l'AUTORITÀ ha reso noti ulteriori aumenti nella miura del *3,8%* per l'elettricità e del *3,4%* per il gas

E' necessario, perciò, intervenire sul contenimento delle tariffe stesse mediante misure tempestive ed efficaci - tra cui il deciso riequilibrio del *mix* di combustibili utilizzati[298], privilegiando le fonti più economiche (come il carbone e le energie derivanti da fonti rinnovabili) e/o approvvigionabili in mercati più aperti ed affidabili - anche per perseguire maggiore sicurezza degli approvvigionamenti oltre che per ridurre i costi di generazione che penalizzano il "sistema Italia", rispetto al resto dell'Europa e del mondo.

Peraltro, in attesa di nuovi meccanismi di calcolo e dell'abrogazione dell'i.v.a. (impropriamente applicata sugli "oneri di sistema"), va ancora una volta rammentato

[298] Oggi l'Italia dipende dal *mix* olio/gas nella misura del 69%: con la riconversione e col piano di miglioramento dell'efficienza, la produzione a carbone "eco-compatibile" passerebbe dal *27%* al *47%*.

che, oltre il *20%* della bolletta elettrica non riguarda i costi industriali ma i sussidi (Cip6, fonti rinnovabili, regimi speciali, interrompibilità, ecc.) e le imposte (quota fissa, imposta erariale, imposta locale, componenti tariffarie, iva, ecc.): si parla, in tal caso, di *extracosti in tariffa* (circa 7 miliardi di euro l'anno) causati dai maggiori costi di produzione dell'elettricità legati al protocollo di Kyoto ed agli incentivi delle fonti rinnovabili mediante i meccanismi di *emission trading,* dei "certificati verdi" e dei "certificati bianchi". Ad avviso dell'AUTORITÀ esiste una "anomalia tutta italiana che vede una struttura tariffaria che premia i bassi consumi e colpisce quelli più elevati" e le imprese sono penalizzate rispetto ai *partners* europei (Germania esclusa).

11. Ciò premesso, occorre ribadire la necessità di una decisa e chiara **politica energetica** di tipo strutturale, ma con margini di flessibilità, che possa essere periodicamente ricalibrata in base alle necessità (di breve, medio e lungo termine), avuto riguardo sia ad alcune tematiche di base - quali, ad esempio: *governance* del sistema, instabilità nei rapporti internazionali, integrazione delle politiche di energia e sviluppo, *interventi di carattere intersettoriale, ricerca e sviluppo, problematiche fiscali,* internazionalizzazione delle imprese, settore nucleare, fonti rinnovabili, protocollo di Kyoto, ecc. – sia alla manovra sui prezzi (con riflessi sugli aggiornamenti trimestrali delle tariffe) sia alla ineludibile "emergenza gas" per i futuri anni termici.

E' indispensabile, infatti, che tutti gli "attori" del sistema energetico nazionale si adoperino a cooperare proficuamente sia per tracciare fondate ed attendibili previsioni circa i fabbisogni energetici dell'Italia, nel breve e medio periodo, sia per apprestare i dovuti rimedi nonché adottare le iniziative tali da concretizzare gli investimenti necessari alla copertura dei fabbisogni stessi ed in grado di soddisfare le molteplici aspettative dell'utenza - nei momenti di richiesta, per così dire, ordinaria e di "picco" - senza trascurare le problematiche connesse ai costi ed ai conseguenti riflessi sulle tariffe, alla salvaguardia dell' ambiente, alla tutela della salute, allo sviluppo economico, ai minori disagi possibili per la collettività, ecc. Detto altrimenti, occorrono "linee di indirizzo" del settore energetico dirette a salvaguardare la sicurezza, l'accessibilità dei costi e la tutela dell'ambiente tanto più che, nel novembre 2007, l'Agenzia Internazionale dell' energia (AIE) ha lanciato da Parigi l'allarme per le "preoccupanti conseguenze" per l'ambiente e la sicurezza energetica dovute al forte aumento della domanda mondiale.

A questo obiettivo l'*ENEL* finalizza il proprio **piano industriale" 2007/2011** puntando sulla sollecita attuazione dei programmi di riconversione (a carbone pulito) delle centrali ad olio combustibile, sul maggiore uso di fonti alternative, sulla costruzione dei rigassificatori (per trasformare il gas importato in Italia via mare o via tubo) e sugli investimenti per complessivi 20.303 milioni di euro - specialmente nel biennio 2007 e 2008 – allo scopo di realizzare la prevista conversione del parco termoelettrico e di

sostenere la crescita delle fonti rinnovabili (a questo proposito sono destinati 4,1 mld di euro di cui 800 milioni solo per progetti innovativi).

Ad avviso della Corte, appare essenziale la stretta finalità degli investimenti all' aumento della produzione, con benefici effetti sulla concorrenza, nell' ottica tendenziale di conseguire la diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica - ossia il risultato più auspicato, in concreto, dalla collettività - suscettibile di influire positivamente anche sull'andamento del titolo in Borsa con ricaduta sulle pubbliche risorse, tenuto conto della congrua quota di partecipazione azionaria in mano al Ministero dell'Economia e delle Finanze.

12. Dalle **risultanze generali** del *Gruppo* si desume, per il 2006, una situazione in parte migliore e in parte peggiore.

Il panorama è, infatti, caratterizzato dall'incremento, quasi in uguale percentuale, sia dei ricavi (+4.726 milioni di euro) sia dei costi (+3.566 milioni) sia del risultato operativo (*ebit*) (+274 milioni) e del MOL (*ebitda*) (+281 milioni): entrambi questi ultimi influenzati dal provento da scambio azionario (euro milioni 263) e dagli oneri netti da gestione rischio *commodity* (euro milioni 614).

I decrementi, invece, attengono al risultato netto complessivo (utile di esercizio) (-1.031 milioni di euro), al risultato netto (- 859 milioni pari a *-22,05%*), al patrimonio netto (-597 milioni pari a *-3,13%)* e - nonostante il modesto aumento del patrimonio di terzi - anche al patrimonio netto *complessivo* (-391 milioni) influenzato dalle attività patrimoniali (+3.998 milioni) e, ancor più,dalle passività (+4.389 milioni). Decresce in maniera sensibile, da euro milioni 2.726 a 1.801 (- *33,93%*), il *risultato netto* di pertinenza del Gruppo.

Valori inferiori al 2005 riguardano gli investimenti (-278 milioni), i crediti commerciali (-358 milioni), il capitale circolante netto (-782 milioni), il capitale investito netto (-1.013 milioni) ed i finanziamenti a breve (-275 milioni); crescono, invece, quelli a lungo termine (+ 1.227 milioni).

A fine dicembre 2006 la percentuale dell' indebitamento finanziario a "*lungo termine*" raggiungeva il *34,37%* del totale passività; alla stessa data, per ridurre l'ammontare del debito soggetto a fluttuazioni del tasso di interesse, erano in essere "strumenti finanziari derivati" con una quota di debito ancora esposta ad oscillazioni stimata intorno al *23%* del totale. Il piano dei rimborsi abbraccia un periodo che va dal 2008 al 2032 per le obbligazioni, dal 2007 al 2026 per i finanziamenti bancari e dal 2007 al 2020 per i finanziamenti non bancari.

I finanziamenti "*a breve termine*" (compresa l'emissione di *commercial paper*)[299] si

[299] Al 31 dicembre 2006 l'utilizzo del programma è pari a 531 milioni di euro. Il valore nozionale delle *commercial paper*, pari a 535 milioni di euro, è denominato in euro (per 202 milioni di euro), in sterline (per un controvalore pari a 48 milioni di euro), in dollari statunitensi (per un controvalore pari a 251 milioni di euro) e in franchi svizzeri (per un controvalore di circa 34 milioni di euro).

riducono da euro milioni 1.361 a 1.086 (*-20,20%*) con un'incidenza del *3,06%* sul totale passivo: il ricorso a queste tipologie di indebitamento è finalizzato al mantenimento di un elevato livello di flessibilità nella gestione dell'esposizione complessiva

Da notare il mutamento dell'*area di consolidamento* (+3.977 milioni di euro) a seguito delle acquisizioni operate sia in Italia che all'estero.

Quanto alle riserve *(legale, "ex lege n. 292/1993", da valutazione strumenti finanziari*) sembrano sufficienti a garantire stabilità.

* * *

Torna a salire il **costo per consulenze** che, nel periodo di riferimento, si presenta quasi raddoppiato da euro milioni 27,8 a 47,3 (v. prospetto n. 25); tra i principali utilizzatori figurano la *Corporate* (peraltro, in rapida crescita di 17 milioni di euro), *Enel Produzione* (che aumenta di 6,3 milioni di euro) ed *Enel Rete Gas.* Va segnalata la comparsa, per la prima volta, degli esborsi per consulenze ordinate da *Rusenergosbyt, Slovenske Elektrarne* ed *Electrica Banat.*

Lievita leggermente nella misura dell'*1,9%* il **costo per l'informatica** (prospetto n. 25/bis) che, come per il passato, si riferisce in massima parte a servizi di varia consulenza nonché a prestazioni di natura tecnico/ingegneristica ed altre. I valori più elevati continuano ad essere rappresentati da *Enel Servizi* ed *Enel Distribuzione.* Riprendono a crescere sia il valore assoluto che l'incidenza percentuale della *Corporate* mentre, anche qui per la prima volta, figurano i costi di *Slovenske Elektrarne* ed *Electrica Dobrogea.*

Ad avviso della Corte l'ulteriore riduzione di queste tipologie di spese è possibile e deve costituire uno degli obiettivi di contenimento senza, tuttavia, rischi di pregiudizio per l'efficienza operativa e per i risultati conseguibili: oltre alla più ampia valorizzazione delle professionalità interne, appaiono assentibili i pareri, gli studi, le consulenze, ecc. solo se strettamente necessari ampliando, peraltro, la scelta ad una più vasta gamma di esperti anche ad evitare la cristallizzazione di alcuni rapporti ed il carattere di abitualità.

L' *ENEL S.p.A.* è nuovamente invitato - anche per le necessarie misure nei confronti di tutte le altre società del *Gruppo* - a compiere ogni possibile sforzo verso questo obiettivo.

13. Nel **primo semestre 2007** si registrano risultanze, in genere, positive - tranne ricavi (*-1,1%* per la flessione dei ricavi da vendita di energia elettrica sul mercato nazionale) ed *ebit* (*-12,1%* ma nel 2006 era incluso il provento straordinario di 263 milioni di euro per lo scambio azionario WIND-WEATHER) – per la crescita di tutte le divisioni operative nonostante il minor margine della *Capogruppo* e dell' area Servizi, ecc.: si incrementano il margine operativo lordo (*+2,3%*), il capitale investito netto

(*+35,40%*) e l'indebitamento finanziario netto (+13.379 milioni di euro).

Le vendite dell'energia elettrica del *Gruppo* sono complessivamente in crescita, anche se con lieve riduzione in Italia ed incremento all'estero, mentre le vendite di gas sono in lieve contrazione di volumi in Italia (per le migliori condizioni climatiche) ma con modesto aumento del numero dei clienti. Lievita la produzione netta di energia elettrica del Gruppo (da 62,9 a 63,8 TWh) per maggior apporto della divisione internazionale; diminuisce, però, in Italia sopra tutto per la crescita di *import*.

Ponendo, poi, a confronto col 2006 sia i **primi nove mesi del 2007** sia il **terzo trimestre 2007** - nonostante la diminuzione delle vendite e la lievitazione dei prezzi del "greggio Brent", dell'olio combustibile e del carbone - si registrano lievi miglioramenti per i dati economici ed operativi: in milioni di euro i ricavi sono pari a 28.760; l'utile netto ammonta a 2.678 (*+1,4%)* e l'*ebitda* si incrementa del *7%.*

Nello stesso periodo, ***in Italia*** cresce la richiesta di elettricità che si riflette sia sulla produzione netta - anche se quella di *ENEL* registra una riduzione del *4,3* % per la diminuzione della termoelettrica (mancato apporto della centrale di Civitavecchia, maggiore concorrenza, ecc.) - sia sulle vendite.

Per il gas diminuiscono le vendite *(-8,8%),* a causa della contrazione della domanda da parte dei consumatori finali, ma aumentano i clienti (*+10,4%*).

All' ***estero***, aumenta del *39,3%* la produzione di elettricità (per effetto dell'apporto delle società rumene e di *Slovenske Electrarne*) e del *49,9%* la vendita (specie in Romania).

14. L'Assemblea degli azionisti 2007 ha approvato il ***dividendo ordinario*** dell'esercizio **2006** nell'importo complessivo lordo di euro ***0,49*** centesimi per azione riferibile al risultato solo della gestione ordinaria e, perciò, in crescita dell' *11,4%* rispetto al 2005 I(se si esclude il risultato straordinario allora generato dalla cessione di *T.E.R.NA.)*. Per l'esercizio **2007** il Consiglio ha deliberato di far distribuire un ***acconto*** pari a ***0,20*** euro per ognuna delle azioni ordinarie anch'esso interamente riferibile al risultato della gestione ordinaria e, pertanto, privo di *bonus* da dismissioni.

Viene, così, ulteriormente confermato l'impegno dell'Amministratore Delegato di pagare annualmente, per il triennio 2005/2007, almeno *0,42* euro per azione in due *tranche*.

La politica dei dividendi, anche semestrali, ha costituito fattore di attrazione per i risparmiatori interessati verso il titolo il cui rendimento è stato superiore al *Mibtel.*

15. Dai dati di **sintesi** dell' ***ENEL S.p.A.*** per il **2006** si traggono risultati complessivi esponenziali di un andamento gestionale caratterizzato:

- dalla contrazione di: costi, risultato operativo, attività patrimoniali, passività patrimoniali, patrimonio netto, partecipazioni, capitale investito netto;

- dall'incremento di: ricavi, MOL, capitale circolante netto, risultato netto, disponibilità liquide, attività finanziarie correnti e non correnti, finanziamenti a lungo termine.

Queste componenti presentano variazioni, più o meno, marcate; le predette risultanze sono, in parte, bilanciate dalla diminuzione - sia pure in misura percentualmente differente - delle altre attività correnti e non correnti, dell'indebitamento a breve e dei costi complessivi del personale (crescono, invece, quelli per stipendi e salari).

Il margine operativo lordo cresce da 20 milioni di euro a 186 (in percentuale, trattasi dell' *830,00%*); discreta è, inoltre, la crescita (652 milioni di euro) dell' utile dell'esercizio per il lieve incremento dei ricavi (connesso all'aumento del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica, in presenza degli stessi quantitativi di energia scambiata =14 miliardi di kWh) e la più marcata diminuzione dei costi (255 milioni di euro = *-19,92%*).

Il *risultato operativo* (ridottosi di euro 961 milioni) è nettamente influenzato dai "proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative" in flessione dell'*87,22%*; il patrimonio netto flette del *2,83%* a causa della distribuzione di dividendi 2005 (pari a 2.715 milioni di euro=*0,44* euro per azione) nonché per l'erogazione dell'acconto sui dividendi dell'esercizio 2006 (pari a 1.235 milioni di euro=*0,20* euro per azione).

Gran parte (euro milioni 880) dei *ricavi* proviene dalla *vendita di energia* ceduta all'ACQUIRENTE UNICO (euro milioni 717) ed alla vendita di energia elettrica in Francia sul mercato libero (euro milioni 155): la loro complessiva crescita (*+3,53%*), rispetto al 2005, è da attribuire all'aumento del prezzo unitario di vendita. I *ricavi delle vendite e delle prestazioni* sono così suddivisi per area geografica: 955 milioni di euro in Italia, 158 milioni di euro nel mercato UE (in particolare in Francia, per effetto delle cessioni di energia elettrica) e 1 milione di euro in Nord America.

Aumentano gli *oneri* per *acquisti di energia elettrica e materiali di consumo* (+14 milioni di euro), nonostante la quantità importata sia diminuita di oltre 360 milioni di KWH; crescono, altresì, i costi per *prestazioni di servizi e godimento beni di terzi* (+42 milioni di euro).

Il totale del *patrimonio netto* e passività - che nel 2005 aveva presentato un incremento di circa il *7%* - manifesta la variazione *negativa* del *6,92%* in quanto si riduce la consistenza degli importi delle attività (- 1.921 milioni di euro) e delle passività (- 1.496 milioni).

La principale voce della gestione finanziaria è sempre rappresentata dal *cash-flow* della gestione corrente il cui marcato incremento di 1.916 milioni di euro consegue al miglioramento del margine operativo lordo, all'effetto derivante dal minor fabbisogno

(dovuto alla variazione del capitale circolante netto) ed ai maggiori dividendi distribuiti nel 2006.

Si riduce di euro 1.816 milioni *l'indebitamento finanziario netto complessivo* (prospetto n. 37) per il miglioramento (1.929 milioni di euro) della posizione finanziaria netta a breve nonostante l'aumento (113 milioni di euro) dell'indebitamento a lungo termine.

15. In conclusione, la Corte **conferma il giudizio sostanzialmente positivo** già espresso nei precedenti referti avendo la *Società* perseguito una politica espansiva di grande respiro e rilievo internazionale nonchè ottenuto buoni risultati - improntati ad economicità, efficacia ed efficienza - per effetto della strategia del *management* volta a ridurre i costi, massimizzare i profitti, mantenere la politica dei dividendi e proseguire negli investimenti. Idonea appare, altresì, la struttura organizzativa/amministrativa tenuto conto del sistema di controllo interno e di revisione contabile attualmente in funzione, anche sulla base di appositi regolamenti organizzativi adeguati al nuovo "Codice di autodisciplina".

In un'ottica complessiva, comunque, nonostante le iniziative intraprese di cui innanzi si è detto, restano alcuni **problemi ancora da risolvere**, quali: l'auspicata riduzione dei prezzi; le misure più adeguate per il "caro petrolio" e per la tutela ambientale; il potenziamento degli impianti capaci di fornire energia pulita; l'incremento della produzione per renderla più vicina al fabbisogno; il rischio di *black out* nel settore del gas; il mercato concorrenziale; la maggiore soddisfazione del cliente; la valorizzazione delle risorse e delle capacità interne alla Società.

Sembra opportuno, in particolare, richiamare l'attenzione su taluni persistenti **profili di criticità** tra cui la prospettiva di crescita dei "costi medi totali" del personale - legata alle recenti acquisizioni all'estero, alla dinamica salariale ed alle difficoltà di incisivi ridimensionamenti (che richiede da parte del Consiglio attenta valutazione avuto riguardo al rapporto costi/benefici) - e la sempre attuale necessità di stretta interrelazione tra i coessenziali obiettivi del piano di *stock option* con le esigenze di incentivazione e di fidelizzazione delle effettive risorse/chiave dell'azienda nonché di valorizzazione dell'investimento degli azionisti.

E', inoltre, da far ricorso con parsimonia ed oculata prudenza all'attribuzione di eventuali gratificazioni economiche (***bonus***), oltre al trattamento ordinario (fisso e variabile), in favore dei soggetti i quali operano per la Società, per impedire che detto strumento possa ricevere una applicazione distorta ed anche per evitare negative reazioni del mercato e/o della pubblica opinione; al riguardo si richiama, perciò, l'attenzione sul puntuale rispetto dei criteri *ad hoc* introdotti - come, peraltro, suggerito

dal Magistrato delegato al controllo – a seguito dell' operazione "*Slovenske Electrarne*" (*bonus* di euro 500 mila all'Amministratore Delegato e di euro 200 mila al Presidente).

Quanto agli incarichi *aggiuntivi* affidati alla società di revisione e di certificazione dei bilanci, si richiama l'attenzione sulle limitazioni introdotte dalla legge 28 dicembre 2005, n. 262 (v. par. 7).

Ai fini **gestionali** non possono essere ignorati il procedimento dell'AGCM per abuso di posizione dominante nei confronti di *Enel Holding* e di *Enel Distribuzione*, nel mercato della distribuzione e vendita di energia elettrica ai clienti finali *ex* vincolati, e l'indagine della PROCURA REGIONALE della CORTE DEI CONTI presso la sezione Giurisdizionale per il Lazio per identificare – ai fini di eventuale danno erariale - i soggetti che hanno posto in essere le attività censurate dall'AEEG con la delibera n. 230/06 in tema di fornitura gas naturale per il settore civile nonché per verificare l'avvenuto pagamento della sanzione.

Per i profili più strettamente di **bilancio**, infine, la Corte nuovamente osserva che non è possibile quantificare, neppure in via approssimativa, gli effetti finanziari conseguenti all'esito sfavorevole di talune componenti dell'ampio contenzioso: suggerisce, pertanto, attenzione circa la adeguatezza dell'importo in bilancio nell'apposito "*fondo contenzioso legale* "– nella specie euro 348 milioni (contro 341 milioni del 2005) – aggiornandolo tempestivamente in base all'evoluzione delle numerose controversie in atto; tanto più che, secondo stime dell'*ENEL*, il valore complessivo dei giudizi attualmente pendenti ammonterebbe a cifra sensibilmente più elevata.

Ignazio de Marco

ENEL S.p.A

ESERCIZIO 2006

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

A seguito dell'emanazione del Regolamento Europeo n. 1606/2002 e in relazione a quanto disposto dal decreto legislativo attuativo n. 38/2005, a partire dall'esercizio 2006 le società emittenti strumenti finanziari ammessi alla negoziazione in mercati regolamentati devono redigere il bilancio di esercizio secondo i princípi contabili internazionali. Pertanto Enel SpA, a partire dall'esercizio 2006, adotta i princípi contabili internazionali *International Accounting Standards* (IAS) o *International Financial Reporting Standards* (IFRS), le interpretazioni emanate dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC) omologati dalla Unione Europea (nel seguito IFRS-EU), con data di transizione agli IFRS-EU al 1° gennaio 2005. L'ultimo bilancio di esercizio di Enel SpA redatto secondo i princípi contabili italiani è relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2005.
I dati comparativi del corrispondente esercizio 2005 sono stati rideterminati applicando gli IFRS-EU.

Premessa

Enel SpA, nella propria funzione di *holding* industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società partecipate e ne coordina l'attività.
Svolge, inoltre, la funzione di tesoreria centrale e provvede alla copertura dei rischi assicurativi, fornisce assistenza e indirizzi in materia di organizzazione, gestione del personale e relazioni industriali, nonché in materia contabile-amministrativa, fiscale, legale e societaria.

Enel SpA è titolare di due contratti di importazione di energia elettrica, di cui uno con EdF (sulla frontiera francese, con scadenza 31 dicembre 2007) e l'altro con Atel (sulla frontiera elvetica, con scadenza 31 dicembre 2011). L'energia importata in esecuzione di tali contratti è ceduta all'Acquirente Unico, a un prezzo stabilito, ed è destinata alla fornitura del mercato vincolato.

Nel mese di dicembre 2005 erano stati adottati dalle istituzioni italiane e francesi alcuni provvedimenti relativi alla gestione di tali contratti pluriennali. In particolare:

> con decreto del 13 dicembre 2005, il Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico) aveva fissato il prezzo di cessione per il 2006 dell'energia importata tramite i predetti contratti a un valore pari a 66 euro/MWh;

> con decisione del 1° dicembre 2005, il regolatore francese (CRE) aveva stabilito di non riservare alcuna capacità di importazione per l'esecuzione del contratto tra Enel ed EdF, modificando la prassi seguita in precedenza che prevedeva l'assegnazione del 50% della capacità di interconnessione necessaria all'esecuzione dei contratti pluriennali da parte del gestore di rete italiano e dell'altro 50% da parte dei gestori di rete stranieri. Contro tale decisione, Enel ha presentato ricorso davanti al Tribunale Amministrativo francese. In attesa dell'esito del ricorso Enel ha ceduto all'estero parte dell'energia elettrica sottesa a tale contratto;

> Governo e regolatore hanno continuato a riservare, per la quota parte italiana, capacità per l'importazione dell'energia elettrica sottostante a tali contratti per l'anno 2006.

Per quanto attiene al 2007, con decreto del 15 dicembre 2006 il Ministro dello Sviluppo Economico ha stabilito:

> di mantenere anche per il 2007 il prezzo di cessione all'Acquirente Unico pari a 66 euro/MWh, prevedendo altresì un'eventuale indicizzazione di tale valore ai prezzi di base da stabilire secondo criteri definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

> di non disporre la riserva di capacità in favore del contratto pluriennale con EdF; pertanto nel 2007 l'energia elettrica sottostante a tale contratto verrà venduta da Enel prevalentemente sui mercati esteri;

> di mantenere la riserva di capacità sulla frontiera elvetica con riguardo al contratto con Atel, di comune accordo tra le istituzioni italiane ed elvetiche.

Fatti di rilievo del 2006

Cessione della partecipazione in Wind

In data 8 febbraio 2006 Enel e Weather Investments (Weather), società che fa capo all'imprenditore egiziano Naguib Sawiris, hanno completato gli adempimenti relativi alla seconda e ultima fase dell'operazione di cessione di Wind. In particolare, Enel ha ceduto a una società controllata da Weather, a seguito dell'esercizio da parte della stessa dell'opzione *call* prevista negli accordi stipulati tra le parti nel maggio 2005, il 6,28% del capitale di Wind per un corrispettivo ricevuto per cassa di 328 milioni di euro. Il residuo 30,97% del capitale di Wind è stato conferito a Weather da Enel che ha ricevuto in cambio azioni rappresentative del 20,9% del capitale di Weather. Tenuto conto della quota del 5,2% del capitale di Weather acquisita nel mese di agosto 2005 durante la prima fase dell'operazione, Enel deteneva, in data 8 febbraio 2006, una partecipazione complessiva del 26,1% in tale società.

Cessione della partecipazione in Weather

In data 21 dicembre 2006 Enel ha ceduto per un corrispettivo di 1.962 milioni di euro la partecipazione del 26,1% in Weather, ottenuta attraverso il già citato scambio azionario Wind-Weather. L'accordo ha previsto la cessione del 10% del capitale di Weather a una società interamente controllata dalla stessa Weather e il restante 16,1% a favore della sua controllante Weather Investments II S.à.r.l. (Weather II), *holding* facente capo all'imprenditore Sawiris.

Il pagamento del corrispettivo è avvenuto per una prima *tranche* di un miliardo di euro al momento del trasferimento della partecipazione in Weather, mentre una seconda *tranche* di 962 milioni di euro verrà corrisposta entro i 18 mesi successivi. Su questa seconda *tranche* maturano interessi, a decorrere dalla data del trasferimento, in linea con i tassi di mercato. A garanzia del pagamento della seconda *tranche* è stato costituito a favore di Enel un pegno (senza diritto di voto) sul 26,1% del capitale di Weather ed è prevista la cessione dei crediti vantati da Weather II nei confronti di Weather.

Nell'ambito dell'accordo è previsto un meccanismo di *earn-out*, inteso ad assicurare a Enel una integrazione del corrispettivo di cessione nel caso in cui, nei 18 mesi

successivi al trasferimento della partecipazione, il gruppo facente capo a Sawiris ritrasferisca a terzi le azioni di Weather a un prezzo superiore a quello pattuito con Enel medesima. L'accordo prevede inoltre la risoluzione dei patti parasociali sottoscritti tra Enel e Sawiris per la gestione di Weather.
Alla conclusione dell'intera operazione, Enel avrà ricevuto per la cessione di Wind un corrispettivo netto per cassa pari a 4.971 milioni di euro, al netto degli interessi maturati sulla dilazione di pagamento concessa.

Approvata la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2006

In data 6 settembre 2006 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo nella misura di 0,20 euro per azione. Tale acconto è stato posto in pagamento a decorrere dal 23 novembre 2006, con stacco cedola in data 20 novembre 2006.

Cessione della partecipazione in Cise Srl

Nell'ambito delle iniziative volte alla riorganizzazione delle attività di servizi e di staff, che prevedevano l'accentramento del governo delle attività di supporto in un unico veicolo societario (Enel Servizi Srl), è stata ceduta in data 22 dicembre 2006, in favore di quest'ultima, l'intera partecipazione detenuta da Enel SpA in Cise Srl, società operante nella gestione immobiliare. Il prezzo di cessione, pari a euro 358 milioni, è stato determinato sulla base di apposita perizia indipendente.

Fusione Enel Energia-Enel Gas

Nell'ambito del progetto di riorganizzazione della Divisione Mercato Italia, che 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 servizi indirizzata alle diverse tipologie di clienti e di assicurare il rispetto dei livelli di qualità del servizio commerciale, con efficacia contabile e fiscale 1° gennaio 2006 è stata realizzata la fusione delle società operanti sul libero mercato del gas e dell'energia elettrica: Enel Gas SpA ha incorporato Enel Energia SpA e, a seguito della fusione, la società incorporante ha mutato la propria denominazione in Enel Energia SpA.
Tale operazione rappresenta un passo fondamentale della strategia della Divisione Mercato Italia nell'accompagnare il processo di liberalizzazione dei mercati finali del gas e dell'energia elettrica con un approccio non più per singoli prodotti di *commodity* – gas da una parte ed energia elettrica dall'altra – ma per segmenti di clientela.

Andamento economico-finanziario di Enel SpA

Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici della Società e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dalla Società e contenuti nel bilancio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento della Società e rappresentativi dei risultati economici e finanziari.
Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

> *Margine operativo lordo*: rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e le perdite di valore" e deducendo il "Provento da scambio azionario e da cessioni di partecipazioni significative".

> *Attività immobilizzate nette:* determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti", a esclusione:
- delle "Attività per imposte anticipate";
- dei "Crediti finanziari verso terzi" e dei "Crediti verso imprese controllate" inclusi nella voce "Attività finanziarie non correnti";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- del "TFR e altri benefíci ai dipendenti";
- dei "Fondi rischi e oneri futuri";
- delle "Passività per imposte differite".

> *Capitale circolante netto*: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti", a esclusione:
- dei "Crediti finanziari" e dei "Finanziamenti verso imprese controllate" inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";

- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

> *Capitale investito netto*: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei fondi non precedentemente considerati, delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate.

> *Indebitamento finanziario netto*: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è definito come somma dei "Finanziamenti a lungo termine", delle quote correnti a essi riferiti, dei "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" e delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale.

Risultati economici

La gestione economica di Enel SpA degli esercizi 2006 e 2005 è sintetizzata nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Ricavi:			
> ricavi delle vendite e delle prestazioni	1.114	1.079	35
> altri ricavi	72	26	46
Totale	**1.186**	**1.105**	**81**
Costi:			
> acquisti di energia elettrica e materiali di consumo	621	607	14
> servizi e godimento beni di terzi	253	211	42
> costo del personale	87	91	(4)
> altri costi operativi	39	176	(137)
Totale	**1.000**	**1.085**	**(85)**
Margine operativo lordo	**186**	**20**	**166**
Proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative	190	1.487	(1.297)
Ammortamenti e perdite di valore	25	195	(170)
Risultato operativo	**351**	**1.312**	**(961)**
Proventi da partecipazioni	3.074	1.563	1.511
Proventi finanziari	778	639	139
Oneri finanziari	788	833	45
Risultato prima delle imposte	**3.415**	**2.681**	**734**
Imposte	68	(14)	82
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	**3.347**	**2.695**	**652**

I **ricavi delle vendite e delle prestazioni**, complessivamente pari a 1.114 milioni di euro (1.079 milioni di euro nel 2005), si riferiscono a:

> *ricavi per vendita di energia*, pari a 880 milioni di euro, attribuibili prevalentemente alla cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata per 717 milioni di euro e alla vendita di energia in Francia sul mercato libero per 155 milioni di euro.

> *ricavi per prestazioni di servizi*, pari a 234 milioni di euro (229 milioni di euro nel 2005), relativi essenzialmente a prestazioni di assistenza e consulenza rese alle società controllate per 230 milioni di euro (220 milioni di euro nel 2005).

L'incremento dei ricavi delle vendite e delle prestazioni di 35 milioni di euro rispetto al 2005 è da attribuire principalmente all'aumento del prezzo medio unitario di vendita dell'energia elettrica in presenza di volumi sostanzialmente invariati.

Gli **altri ricavi**, pari a 72 milioni di euro, si incrementano rispetto al precedente esercizio di 46 milioni di euro essenzialmente per l'effetto dei proventi connessi al rilascio a Conto economico del risultato positivo (33 milioni di euro), derivante dalla valutazione al *fair value* delle azioni gratuite (c.d. "*bonus share*") di Terna, direttamente imputato a patrimonio netto nel 2005 (il cui diritto di attribuzione è stato esercitato nel mese di gennaio 2006).

I costi per **acquisti di energia elettrica e materiali di consumo**, pari a 621 milioni di euro, si riferiscono per 619 milioni di euro all'acquisto di 14.041 milioni di kWh di energia e si incrementano, rispetto all'esercizio precedente, di 14 milioni di euro, principalmente per effetto dell'aumento del prezzo medio unitario di acquisto dell'energia e del riconoscimento a EdF di 8 milioni di euro per certificati verdi, riferiti a energia prodotta da fonti rinnovabili nel 2004, riconosciuti nel 2006 a Enel SpA dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE).

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi**, pari a 253 milioni di euro, sono attribuibili ad addebiti da terzi per 183 milioni di euro e da società del Gruppo per 70 milioni di euro, riferiti questi ultimi a servizi informatici e amministrativi, servizi di edificio, nonché a canoni di locazione, forniti essenzialmente da parte della controllata Enel Servizi.
L'incremento complessivo di 42 milioni di euro, rispetto al 2005, è da attribuire in massima parte a spese sostenute per attività connesse all'analisi dei processi organizzativi e alla definizione delle opportune procedure di controllo, in applicazione della normativa *Sarbanes-Oxley Act* (14 milioni di euro), a servizi connessi a operazioni di acquisizioni in campo internazionale (11 milioni di euro), a commissioni riconosciute a Enel Trade per le attività di vendita di energia elettrica in Francia (8 milioni di euro), nonché a maggiori prestazioni ricevute dalle società del Gruppo (7 milioni di euro).

Il **costo del personale**, pari a 87 milioni di euro, si riferisce a una consistenza media del personale di 620 unità (581 unità nel 2005) ed evidenzia un decremento di 4 milioni di euro, da imputarsi principalmente ai minori accantonamenti per incentivazioni all'esodo del personale.

Gli **altri costi operativi**, complessivamente pari a 39 milioni di euro, rilevano una diminuzione rispetto all'esercizio precedente di 137 milioni di euro. Nel 2005 tale voce include l'accantonamento al fondo rischi e oneri diversi per 45 milioni di euro, l'effetto della valutazione al *fair value* delle azioni gratuite di Terna per 33 milioni di euro, gli oneri per certificati verdi per 37 milioni di euro, nonché gli oneri derivanti dall'applicazione della delibera 20/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per 16 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** si attesta a 186 milioni di euro e si incrementa di 166 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è determinato essenzialmente dal miglioramento del margine di vendita di energia e dal citato provento relativo alla *bonus share* di Terna. A tale fattore si aggiunge la riduzione dei costi operativi già commentata in precedenza.

I **proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative**, pari a 190 milioni di euro, si riferiscono agli effetti dell'operazione di scambio azionario del 30,97% del capitale di Wind contro il 20,9% del capitale di Weather, che ha comportato la rilevazione di un provento pari a 146 milioni di euro, e al provento derivante dalla cessione a Enel Servizi Srl della partecipazione detenuta in Cise Srl per 44 milioni di euro.
L'importo di 1.487 milioni di euro rilevato nel 2005 si riferisce alle plusvalenze realizzate a seguito della cessione delle azioni della controllata Terna SpA.

Gli **ammortamenti e le perdite di valore**, pari a 25 milioni di euro, sono riferiti agli ammortamenti delle attività materiali e immateriali per 17 milioni di euro, alla minusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione in Weather per 6 milioni di euro e alla svalutazione del valore della partecipazione detenuta in Enel.NewHydro per 2 milioni di euro.
Il decremento di 170 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente è da attribuire principalmente agli oneri rilevati nel 2005 per l'allineamento del valore di libro della partecipazione detenuta in Enel Investment Holding BV (183 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, pari a 351 milioni di euro, confrontato con il valore rilevato al 31 dicembre 2005, evidenzia una diminuzione per complessivi 961 milioni di euro. Escludendo la voce "Proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative", sia per l'esercizio 2006 sia per il 2005, la variazione risulta positiva

per 336 milioni di euro, da ricondursi principalmente al miglioramento del margine operativo lordo e a minori accantonamenti e perdite di valore rilevati nel 2006.

I **proventi da partecipazioni** sono pari a 3.074 milioni di euro e si riferiscono ai dividendi deliberati nel 2006, relativi agli utili conseguiti nel 2005 dalle società controllate (3.060 milioni di euro), nonché a quelli conseguiti e deliberati da Terna SpA per complessivi 14 milioni di euro, di cui 5 milioni di euro relativi all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006.

Gli **oneri finanziari netti** sono pari a 10 milioni di euro. La diminuzione rispetto all'esercizio precedente, pari a 184 milioni di euro, è connessa alla contrazione dell'indebitamento finanziario medio e al riconoscimento nell'esercizio del diritto al rimborso di imposte di registro pagate su prestiti obbligazionari emessi nel periodo 1976-1984.

Le **imposte sul reddito dell'esercizio** evidenziano un onere di 68 milioni di euro da collegare al saldo delle relative partite economiche fiscalmente rilevanti.

L'**utile netto dell'esercizio**, per effetto di quanto sopra descritto, si attesta a 3.347 milioni di euro, a fronte di 2.695 milioni di euro del 2005.

Analisi della struttura patrimoniale

Milioni di euro

ATTIVITÀ	2006	2005	2006-2005
Attività immobilizzate nette:			
> attività materiali e immateriali	22	26	(4)
> partecipazioni	15.635	17.677	(2.042)
> altre attività/(passività) non correnti nette	236	533	(297)
Totale	**15.893**	**18.236**	**(2.343)**
Capitale circolante netto:			
> crediti commerciali	263	260	3
> altre attività/(passività) correnti nette	183	574	(391)
> debiti commerciali	(423)	(357)	(66)
Totale	**23**	**477**	**(454)**
Capitale investito lordo	**15.916**	**18.713**	**(2.797)**
Fondi diversi:			
> TFR e altri benefici ai dipendenti	(430)	(440)	10
> fondi rischi, oneri futuri e imposte differite nette	103	(443)	546
Totale	**(327)**	**(883)**	**556**
Capitale investito netto	**15.589**	**17.830**	**(2.241)**
Patrimonio netto	**14.600**	**15.025**	**(425)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**989**	**2.805**	**(1.816)**

Le *attività immobilizzate nette* si riducono complessivamente di 2.343 milioni di euro essenzialmente a seguito della cessione delle partecipazioni detenute nelle società Weather Investment (1.968 milioni di euro) e Cise Srl (315 milioni di euro).

Il **capitale circolante netto** è positivo per 23 milioni di euro, registrando un decremento di 454 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005. La variazione è riferibile ai seguenti principali elementi:

> decremento delle *altre attività e passività correnti* (391 milioni di euro) per effetto del rimborso, da parte di Enel Produzione, del deposito di 168 milioni di euro effettuato da Enel SpA nel 2005 a seguito della sottoscrizione del contratto di acquisto della società Slovenské elektrárne, nonché della diminuzione dei crediti riferiti essenzialmente alle partite inerenti al consolidato fiscale nazionale per 238 milioni di euro;

> incremento dei debiti commerciali connesso all'acquisto di certificati verdi e di *energia elettrica, per complessivi 66 milioni euro.*

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2006, pari a 15.589 milioni di euro, è coperto dal patrimonio netto per il 94%, contro l'84% del 31 dicembre 2005.

Il **patrimonio netto** al 31 dicembre 2006, pari a 14.600 milioni di euro, si è movimentato rispetto a quello al 31 dicembre 2005, per effetto del risultato dell'esercizio 2006 pari a 3.347 milioni di euro, per la distribuzione di dividendi pari a 2.715 milioni di euro (0,44 euro per azione), nonché per l'erogazione dell'acconto sui dividendi dell'esercizio 2006 pari a 1.235 milioni di euro (0,20 euro per azione), oltre che per l'effetto derivante dall'incremento della riserva da valutazione degli strumenti finanziari derivati e della riserva per *stock option* (complessivamente pari a 179 milioni di euro).
Inoltre, nell'esercizio 2006 sono state esercitate n. 19.124.633 opzioni assegnate con i piani di *stock option* 2002, 2003 e 2004; l'esercizio di tali opzioni ha determinato un incremento del patrimonio netto di 108 milioni di euro a fronte del quale il capitale sociale è stato incrementato per 19 milioni di euro e la riserva sovrapprezzo azioni è stata incrementata per 89 milioni di euro.
Il capitale sociale di Enel passa quindi da 6.157 milioni di euro al 31 dicembre 2005 a 6.176 milioni di euro al 31 dicembre 2006.

L'**indebitamento finanziario netto** complessivo a fine periodo si è attestato a 989 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari allo 0,06 contro lo 0,19 di fine 2005.

Analisi della struttura finanziaria

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

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Indebitamento a lungo termine:			
> finanziamenti bancari	27	59	(32)
> obbligazioni	7.567	7.095	472
> quote accollate da società controllate	571	-	571
Indebitamento a lungo termine	**8.165**	**7.154**	**1.011**
> crediti finanziari verso terzi	(962)	-	(962)
> quote accollate e finanziamenti concessi alle società controllate	(1.504)	(1.568)	64
Indebitamento finanziario netto a lungo termine	**5.699**	**5.586**	**113**
Indebitamento/(Disponibilità) a breve termine:			
> quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	85	678	(593)
> indebitamento a breve verso banche	441	754	(313)
> altri debiti finanziari a breve termine	-	14	(14)
Indebitamento a breve termine	**526**	**1.446**	**(920)**
> quota a breve dei finanziamenti accollati/concessi	(63)	(87)	(24)
> posizione finanziaria netta a breve verso società controllate/collegate	(5.095)	(4.094)	(1.001)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(78)	(46)	(32)
Indebitamento/(Disponibilità) netto a breve termine	**(4.710)**	**(2.781)**	**(1.929)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**989**	**2.805**	**(1.816)**

Al 31 dicembre 2006 l'indebitamento finanziario netto, pari a 989 milioni di euro, evidenzia una diminuzione di 1.816 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005.
In particolare, si rileva un incremento dell'indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine per 113 milioni di euro e un miglioramento della disponibilità netta a breve termine di 1.929 milioni di euro.
Per quanto concerne il lungo termine, l'incremento dell'indebitamento è dovuto essenzialmente all'effetto combinato:

> dell'accollo, da parte di Enel SpA, di tutti i prestiti obbligazionari emessi originariamente da Enel Investment Holding BV per un controvalore complessivo di 984 milioni di euro. In particolare, a seguito di tale accollo Enel SpA è obbligata nei confronti di terzi per 413 milioni di euro e nei confronti di Enel Investment Holding BV per 571 milioni di euro;

> dell'iscrizione del credito derivante dalla cessione della partecipazione Weather per 962 milioni di euro;

> dell'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 con scadenza nel 2024.

L'incremento delle disponibilità a breve termine è stato determinato in massima parte dall'aumento dei crediti finanziari netti verso le società del Gruppo (1.001 milioni di euro) e dalla diminuzione delle quote correnti dei finanziamenti e prestiti obbligazionari a lungo termine (593 milioni di euro), nonché dell'indebitamento a breve verso banche (313 milioni di euro) per effetto essenzialmente della cessione del 26,1% del capitale di Weather per un controvalore di 1.962 milioni di euro (dei quali 1.000 milioni di euro già incassati in data 21 dicembre 2006).

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	46	20	26
Cash flow da attività operativa	3.380	1.464	1.916
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	1.316	28	1.288
Cash flow da attività di finanziamento	(4.664)	(1.466)	(3.198)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	78	46	32

Il *cash flow* da attività operativa nell'esercizio 2006 è positivo per 3.380 milioni di euro, a fronte di 1.464 milioni di euro dell'esercizio precedente, registrando un aumento di 1.916 milioni di euro generato da un miglioramento del margine operativo lordo (+166 milioni di euro) e dall'effetto derivante da un minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto (+941 milioni di euro), essenzialmente riconducibile alla diminuzione di crediti diversi sia verso società del Gruppo sia verso terzi, parzialmente compensato dall'utilizzo del fondo oneri da partecipazioni (-723 milioni di euro) per effetto del ripianamento del *deficit* patrimoniale della controllata Enel Investment Holding BV rilevato al 31 dicembre 2005. Inoltre, il *cash flow* da attività operativa risente dei maggiori dividendi ricevuti nel corso del 2006 rispetto all'esercizio precedente (+1.532 milioni di euro).

I flussi finanziari connessi all'attività di investimento, pari nel 2006 a 1.316 milioni di euro, hanno riguardato:

> per 157 milioni di euro il versamento effettuato a favore di Enel Investment Holding BV per la ricapitalizzazione della società;

> per 200 milioni di euro la rinuncia da parte di Enel SpA di parte del credito finanziario vantato nei confronti di Enel Energia SpA, rilevato da quest'ultima a incremento delle riserve di patrimonio netto;

> per 328 milioni di euro la cessione del 6,28% del capitale di Wind;

> per 1.000 milioni di euro l'incasso derivante dalla cessione dell'intera partecipazione detenuta in Weather Investment;

> per 358 milioni di euro la cessione della partecipazione Cise Srl a Enel Servizi Srl;

> per 13 milioni di euro gli investimenti in attività materiali e immateriali.

La liquidità assorbita dall'attività di finanziamento è stata di 4.664 milioni di euro, principalmente dovuta alla corresponsione del dividendo relativo all'esercizio 2005 (2.715 milioni di euro), all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 (1.235 milioni di euro) e alla riduzione dei debiti finanziari netti (822 milioni di euro), nonché all'aumento del capitale e delle riserve per l'esercizio delle *stock option* (108 milioni di euro).

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari a 46 milioni di euro al 31 dicembre 2005, si incrementano per effetto delle succitate variazioni di 32 milioni di euro e pervengono a 78 milioni di euro al 31 dicembre 2006.

Risultati delle principali società controllate

Enel Produzione SpA

Nel corso dell'anno 2006 la società è stata oggetto di alcune operazioni di carattere straordinario. I principali eventi societari e operazioni straordinarie hanno riguardato:

> la scissione parziale, con efficacia 1° gennaio 2006, del ramo "Commesse GEM" di Enelpower a favore di Enel Produzione.

> l'acquisizione del 66% di Slovenské elektrárne, per un corrispettivo di circa 840 milioni di euro;

> l'acquisizione dell'ulteriore 40% di Maritza East III Power Holding BV (di cui Enel Produzione controlla ora il 100%) per un corrispettivo di 43,5 milioni di euro. La suddetta società a sua volta controlla il 73% di Enel Maritza East 3 AD;

> l'acquisizione della partecipazione in Maritza O&M Holding Netherland BV per un corrispettivo di 4,0 milioni di euro. La società a sua volta controlla il 73% di Enel Operations Bulgaria AD;

> la riduzione del capitale sociale di 3.952,1 milioni di euro, con efficacia 19 ottobre 2006;

> la sottoscrizione per 170 milioni di euro di un prestito obbligazionario partecipativo emesso da Enel Green Power International per complessivi 500 milioni di euro, allo scopo di finanziare l'acquisizione di 11 società del Gruppo brasiliano Rede da parte della controllata Enel Latin America LLC.

Nell'esercizio 2006 l'energia immessa in rete da Enel Produzione SpA è stata pari a 103,9 miliardi di kWh, mentre nel corrispondente periodo del 2005 era stata pari a 112,1 miliardi di kWh. La contrazione di 8,2 miliardi di kWh ha riguardato soprattutto la produzione da fonte termoelettrica (-8 miliardi di kWh, pari a circa il 9,8%) e in minor misura quella da fonte idroelettrica (-0,4 miliardi di kWh, pari a circa l'1,6%).

I ricavi dell'esercizio sono complessivamente pari a 10.824,2 milioni di euro (9.833,0 milioni di euro nel 2005) e sono riferiti essenzialmente a ricavi da vendite e prestazioni (10.586,6 milioni di euro) e a ricavi da lavori in corso su ordinazione (133,2 milioni di euro).
I ricavi per vendite e prestazioni includono 91,9 milioni di euro riferiti al recupero degli oneri emergenza gas, rilevati ai sensi della delibera n. 178/2006. Tali ricavi rappresentano l'onere stimato dei maggiori costi sostenuti per l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a olio combustibile, a seguito dell'emergenza gas verificatasi nel primo trimestre 2006.

I costi operativi si sono attestati a 8.525,8 milioni di euro, registrando un incremento complessivo di 410,3 milioni di euro, da riferirsi in particolare ai maggiori oneri sostenuti per acquisti di energia (+293,5 milioni di euro) e di combustibili (+131,6 milioni di euro) determinati dal rilevante aumento dei costi unitari dei combustibili sui mercati internazionali.

I proventi (oneri) da gestione del rischio *commodity* sono risultati negativi per 673,7 milioni di euro a fronte di un risultato positivo per 157,7 milioni di euro nel 2005. Tale variazione è dovuta principalmente ai maggiori oneri netti sui "contratti per differenza" stipulati con l'Acquirente Unico che risentono dell'andamento crescente del prezzo dell'energia sul *pool* che ha peraltro determinato un incremento dei ricavi delle vendite di energia elettrica sulla Borsa dell'energia elettrica.

Il risultato operativo è risultato pari a 1.624,7 milioni di euro con un decremento rispetto all'esercizio precedente pari a 250,5 milioni di euro. Come descritto in precedenza, tale variazione è riconducibile essenzialmente al risultato negativo della gestione del rischio *commodity* e all'incremento dei costi operativi, parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi.

Gli oneri finanziari e da partecipazioni netti ammontano a 212,2 milioni di euro (186,6 milioni di euro nel 2005). La variazione è da riferirsi sia ai minori interessi passivi verso la Controllante e verso terzi sia ai minori dividendi ricevuti dalle società controllate (+32,8 milioni di euro ricevuti da Enel Finance International nel 2005).

Il Conto economico dell'esercizio, scontando imposte per 605,0 milioni di euro, chiude con utile netto di esercizio di 807,5 milioni di euro, in diminuzione rispetto all'esercizio precedente di 218,7 milioni di euro essenzialmente per effetto della contrazione del risultato operativo (-250,5 milioni di euro), dell'aumento degli oneri finanziari netti (+25,6 milioni di euro), nonché di minori imposte (-57,4 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 894,0 milioni di euro (690,8 milioni di euro nel 2005). Il capitale investito netto al 31 dicembre 2006, pari a 14.877,6 milioni di euro, è coperto dal patrimonio netto per 10.219,1 milioni di euro (68,7%) e dall'indebitamento finanziario netto per 4.658,5 milioni di euro (31,3%).

La consistenza del personale in forza al 31 dicembre 2006 è pari a 9.304 unità a fronte di 8.773 unità al 31 dicembre 2005, per effetto essenzialmente dell'acquisizione del ramo "Costruzione Impianti GEM" di Enelpower.

Enel Distribuzione SpA

Nel corso del 2006 Enel Distribuzione SpA, che si rivolge a circa 30,3 milioni di clienti del mercato finale, libero e vincolato, ha distribuito complessivamente 254,7 miliardi di kWh, di cui 120,1 miliardi di kWh venduti e trasportati per il mercato vincolato e 134,6 miliardi di kWh trasportati per il mercato libero.

La società, nel corso del 2006, ha effettuato le seguenti operazioni di carattere straordinario:

> riduzione del capitale sociale di 3.519,2 milioni di euro, con efficacia 19 ottobre 2006;

> scissione parziale della partecipazione detenuta in Enel Gas SpA a favore di Enel Energia SpA;

> cessione della partecipazione detenuta in Hera Rete Modena Srl (precedentemente costituita da Enel Distribuzione mediante conferimento di ramo di azienda) a Hera SpA per un corrispettivo di circa 107,5 milioni di euro.

I ricavi da vendita e trasporto di energia, tenuto anche conto dell'effetto dei meccanismi di perequazione (276,5 milioni di euro), sono stati complessivamente pari a 16.679,2 milioni di euro (15.784,0 milioni di euro nel 2005), registrando un incremento complessivo di 895,2 milioni di euro, da ricondursi principalmente all'incremento della quota destinata alla copertura del costo di generazione riflessa in tariffa (circa +1 centesimo di euro/kWh) quale conseguenza dell'aumento del costo di acquisto dell'energia.

I costi operativi risultano complessivamente pari a 15.447,4 milioni di euro (14.173,3 milioni di euro nel 2005) registrando un incremento complessivo di 1.274,1 milioni di euro. Tale incremento è da ricondursi principalmente al già citato aumento del costo complessivo di acquisto e trasporto di energia (+796,4 milioni di euro) e all'aumento del costo del personale (+209,3 milioni di euro) da riferirsi sia ai maggiori oneri derivanti dall'accantonamento per esodo incentivato sia all'effetto del rinnovo del contratto di lavoro del settore elettrico.
Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali si incrementano per complessivi 53,6 milioni di euro.

Il risultato operativo si attesta a 2.489,5 milioni di euro, evidenziando un incremento di 65,9 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli oneri finanziari netti, pari a 174,5 milioni di euro (122,9 milioni di euro al 31 dicembre 2005), mostrano un incremento di 51,6 milioni di euro derivante sostanzialmente dalla riduzione dei dividendi percepiti da Enel Gas (-26 milioni di euro) e dall'aumento degli interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA (+39 milioni di euro), a fronte essenzialmente della maggiore giacenza media negativa sul conto corrente stesso.

Il risultato conseguito nel 2006, al netto delle imposte di competenza pari a 965,2 milioni di euro, è positivo per 1.349,8 milioni di euro.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 1.357,3 milioni di euro (1.540,0 milioni di euro nel 2005).

Il capitale investito netto, pari complessivamente a 11.602,9 milioni di euro, risulta finanziato per 8.541,0 milioni di euro da mezzi propri (73,6%) e per 3.061,9 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (26,4%).

La consistenza del personale al 31 dicembre 2006 è pari a 27.283 unità a fronte di 29.108 unità al 31 dicembre 2005.

Enel Energia SpA

Nel corso dell'esercizio 2006, nell'ambito del progetto di integrazione della Divisione Mercato Italia, avente l'obiettivo di presidiare il mercato finale di entrambi i vettori energetici venduti dal Gruppo Enel (energia elettrica e gas naturale), sono state realizzate le seguenti operazioni:

> scissione parziale di Enel Distribuzione SpA in favore di Enel Energia SpA, della partecipazione detenuta in Enel Gas SpA;

> fusione per incorporazione di Easygas Srl e Iridea Srl in Enel Gas SpA;

> fusione per incorporazione di Enel Energia SpA in Enel Gas SpA ("fusione inversa", tenuto conto che quest'ultima risultava già dotata di una adeguata capacità di servizio alla clientela, di idonei ed efficaci canali di vendita e di una forte e riconoscibile *corporate identity*);

> successiva modifica della denominazione sociale di "Enel Gas SpA" in "Enel Energia SpA" (31 dicembre 2006);

> scissione parziale di Enel Trade SpA in favore di Enel Energia SpA (successivamente incorporata in Enel Gas SpA), del ramo di azienda "Vendita di energia elettrica ai Grandi Clienti in Italia" (c.d. "clienti energivori");

> acquisizione dalla società E.On Vendita SpA di un ramo di azienda relativo alla vendita di gas naturale per un corrispettivo di 11,7 milioni di euro;

> acquisizione da Enel Rete Gas SpA del 100% del capitale sociale di Metansicula Vendita Srl (attiva nella vendita del gas naturale in 17 Comuni delle province di Catania, Siracusa e Ragusa), per un corrispettivo di 2,1 milioni di euro.

In tale contesto si inserisce la rinuncia al credito finanziario da parte della controllante Enel SpA per un importo pari a 200,0 milioni di euro che ha comportato la ricapitalizzazione della società, avvenuta nel mese di dicembre, in considerazione della nuova realtà operativa che la società stessa dovrà affrontare.

L'operazione di fusione di Enel Energia SpA in Enel Gas SpA, effettuata con efficacia contabile e fiscale al 1° gennaio 2006, ha sensibilmente mutato il perimetro di riferimento e pertanto, al fine di effettuare un confronto a perimetri maggiormente omogenei, i valori del 2005 commentati sono stati determinati *pro forma* considerando le risultanze delle società incorporate come se l'operazione straordinaria di cui sopra fosse già avvenuta alle date di confronto.

I ricavi dell'esercizio ammontano a 3.747,4 milioni di euro, (2.444,7 milioni di euro nel 2005 *pro forma*).

I ricavi per vendita di energia elettrica nell'esercizio 2006 ammontano a 2.019 milioni di euro (21,2 miliardi di kWh) e si incrementano di 831 milioni di euro (12,2 miliardi di kWh) rispetto allo stesso periodo del 2005 *pro forma*.
L'incremento è principalmente riconducibile all'acquisizione del ramo di azienda "Vendita di energia elettrica ai Grandi Clienti Italia" (c.d. "clienti energivori") da Enel Trade SpA.

I ricavi per vendita di gas nell'esercizio 2006 risultano pari a 1.685 milioni di euro (4,5 miliardi di metri cubi), contro 1.564 milioni di euro dell'anno precedente (5,1 miliardi di metri cubi).
I minori volumi di gas venduti rispetto al precedente esercizio (circa il 10%) sono riconducibili sia a uno sfavorevole andamento della curva termica negli ultimi quattro mesi del 2006 sia al piano di emergenza climatica disposto dal decreto MAP 25/1/2006 finalizzato al contenimento dei consumi energetici nei primi due mesi dell'anno (tali fattori hanno compensato l'incremento dei consumi attribuibile all'incremento di numero dell'utenza *mass market*, pari a circa il 9%).

I costi operativi, complessivamente pari a 3.781,7 milioni di euro, registrano un incremento del 57% rispetto al medesimo valore rilevato nel 2005 *pro forma* (2.414,5 milioni di euro); tale variazione trova corrispondenza nell'aumento dei ricavi pari al 53% rispetto al valore rilevato nel 2005. Tuttavia è da rilevare, a parità di perimetro, un incremento dei costi per servizi riferibili essenzialmente ai servizi di comunicazione e ai maggiori oneri commerciali conseguenti alle politiche di mercato adottate.

Il saldo degli ammortamenti e accantonamenti, pari a 98,8 milioni di euro, registra un incremento di 8,9 milioni di euro rispetto al 2005 *pro forma*, riconducibile sia a maggiori ammortamenti (+4,1 milioni di euro) dei disavanzi di fusione delle società incorporate sia ai maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti (+4,8 milioni di euro).

Il risultato operativo risulta negativo di 34,3 milioni di euro con un decremento, a parità di perimetro, di 64,5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli oneri finanziari netti risultano pari a 8,2 milioni di euro e si riducono rispetto al 31 dicembre 2005, a parità di perimetro, di 2,1 milioni di euro. Tale variazione è da imputarsi a minori oneri finanziari verso la Capogruppo dovuti sostanzialmente alla minore esposizione finanziaria.

Il risultato conseguito nel 2006, al netto delle imposte di competenza pari a 1,2 milioni di euro, è negativo per 33,6 milioni di euro.

Il capitale investito netto, pari complessivamente a 521,7 milioni di euro, risulta finanziato per 202,2 milioni di euro da mezzi propri (38,8%) e per 319,5 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (61,2%).

Il personale in forza al 31 dicembre 2006 è pari a 521 unità, a fronte di 504 unità al 31 dicembre 2005 (*pro forma*).

Enel Trade SpA

Nel corso del 2006 Enel Trade ha gestito gli approvvigionamenti di combustibile per le centrali del Gruppo Enel e di gas naturale per Enel Energia SpA (ex Enel Gas). Ha svolto, inoltre, attività di compravendita di prodotti energetici e di servizi di *shipping* sui mercati nazionali e internazionali e di vendita di energia elettrica e di gas ai grossisti e ai clienti energivori (quest'ultima attività ceduta a Enel Energia SpA in data 1° aprile 2006 mediante scissione), con lo scopo di unificare la presenza di Enel sul mercato libero della clientela finale in Italia. Ha effettuato altresì operazioni di copertura sui rischi di fluttuazione dei prezzi delle *commodity* energetiche a favore delle società del Gruppo e ha proseguito l'attività di acquisizione di diritti CO_2 sulle principali Borse e mercati OTC europei.

Inoltre, nei primi mesi del 2006 è stato ottenuto dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato il via libera al contratto di acquisto da perfezionarsi entro il 30 giugno 2007, da parte di Enel Trade, di una partecipazione del 90% in Nuove Energie Srl, per un corrispettivo di 29,7 milioni di euro. La società costituisce il veicolo per lo sviluppo di un progetto riguardante la costruzione e la gestione di un terminale di rigassificazione nell'area portuale di Porto Empedocle.

I ricavi dell'esercizio ammontano a 10.531,0 milioni di euro, (7.757,4 milioni di euro nel 2005).

Nel corso del 2006 i ricavi per combustibili intermediati ammontano a 5.495,4 milioni di euro (5.191,1 milioni di euro nel 2005), mentre i ricavi per vendita di energia elettrica ammontano a 5.030,7 milioni di euro, in aumento di 2.526,7 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2005, per effetto essenzialmente di maggiori volumi intermediati sui mercati esteri.

I ricavi relativi alla vendita di energia includono le operazioni di vendita di certificati verdi e di diritti CO_2 per 374,4 milioni di euro.

I costi operativi, pari a 10.250,1 milioni di euro (7.660,9 milioni di euro nel 2005), si riferiscono principalmente ad acquisti di combustibile per 5.266,2 milioni di euro, ad acquisti di energia elettrica per 4.463,5 milioni di euro e ad acquisti di diritti CO_2 per 304,5 milioni di euro. Tali costi includono una variazione delle rimanenze positiva per 100,7 milioni di euro.

La voce "Ammortamenti e perdite di valore" rileva, al 31 dicembre 2006, un importo positivo di 25,1 milioni di euro (-28,8 milioni di euro nel 2005) derivante dal rilascio del fondo svalutazione crediti riferito al credito vantato nei confronti di BG Italia SpA (27,4 milioni di euro) incassato nel 2006.

Il risultato netto derivante dalla gestione del rischio *commodity* risulta negativo per 27,1 milioni di euro (+139,3 milioni di euro nel 2005).

I proventi e oneri finanziari netti evidenziano un risultato positivo di 16,2 milioni di euro, facendo registrare un incremento di 7,3 milioni di euro. Tale variazione è da attribuirsi prevalentemente ai maggiori proventi netti derivanti dalle differenze di cambio realizzate su crediti/debiti commerciali (14,4 milioni di euro). Tale voce rilevava nel 2005 proventi derivanti dalla cessione della partecipazione in Pragma Energy per 6,3 milioni di euro.

Il risultato *ante* imposte aumenta di 25,3 milioni di euro mentre l'utile netto di esercizio passa da 165,5 milioni di euro nel 2005 a 153,9 milioni di euro.

Il capitale investito netto, pari a 485,4 milioni di euro, risulta in aumento di 80,0 milioni di euro rispetto al valore rilevato al 31 dicembre 2005 ed è coperto dal patrimonio netto per 281,0 milioni di euro (57,9%) e dall'indebitamento finanziario per 204,4 milioni di euro (42,1%).

La consistenza del personale al 31 dicembre 2006 è pari a 201 unità a fronte di 194 unità al 31 dicembre 2005.

Enel Investment Holding BV

La società di diritto olandese ha come scopo l'attività di *holding* di partecipazioni in società operanti nei settori dell'energia e delle *utility* in genere.

Nel corso del 2006 la società è stata particolarmente attiva nell'ambito delle numerose iniziative del Gruppo volte all'acquisizione di attività in campo internazionale, quali:

> l'acquisizione del 49,5% del capitale di Res Holding BV (società olandese che possiede a sua volta il 100% di RusEnergoSbyt, *trader* russo di energia elettrica), per un corrispettivo di 105 milioni di dollari statunitensi;

> l'acquisizione del 100% delle azioni di Erelis, società francese di sviluppo impianti eolici, per 14,2 milioni di euro;

> l'acquisizione dell'intero capitale di Hydro Québec International Latin America Ltd (HQILA), successivamente denominata Enel Panama Ltd, per un corrispettivo di 150 milioni di dollari statunitensi;

> l'acquisizione del 75% delle azioni di Enelco, di cui il 50% da Enelpower per un corrispettivo pari a circa 8,1 milioni di euro e il restante 25% dalle società Prometheus Gas e Damco Energy, per un prezzo di 4,0 milioni di euro. Enelco possiede due licenze per realizzare centrali a ciclo combinato in Grecia.

Nel corso del 2006 la società ha ceduto le partecipazioni detenute in Carbones Colombianos del Cerrejón SA, società di diritto colombiano proprietaria di una miniera di carbone (per un corrispettivo di 5,0 milioni di euro) e la società Webiz Capital BV precedentemente costituita attraverso il conferimento delle azioni possedute in alcune *subsidiary* per un corrispettivo di 0,5 milioni di euro.

Nell'ambito del programma di riorganizzazione della gestione finanziaria del Gruppo è stato formalizzato l'accollo da parte di Enel SpA dei prestiti obbligazionari emessi da Enel Investment Holding BV nell'ambito del programma *Global Medium Term Notes* (GMTN *Programme*). In particolare, a seguito di tale accollo Enel Investment Holding BV rimane obbligata nei confronti dei terzi per 571 milioni di euro e nei confronti di Enel SpA per 413 milioni di euro.

Nell'esercizio 2006 i proventi netti da partecipazioni sono risultati pari a 12,3 milioni di euro, mentre l'ammortamento dell'avviamento ha pesato sul Conto economico per 6,7 milioni di euro.

La gestione finanziaria, che ha beneficiato di una sostanziale contrazione dell'indebitamento a seguito dell'estinzione del programma di *Euro Commercial Paper* e dell'accollo operato da Enel SpA relativamente al programma di *Global Medium Term Notes*, evidenzia oneri finanziari netti per 29,7 milioni di euro a fronte di 94,5 milioni di euro nell'esercizio 2005.

La perdita netta dell'esercizio è pari a 24,9 milioni di euro (172,4 milioni di euro nell'esercizio 2005).

La situazione patrimoniale espone un indebitamento finanziario netto di 147,6 milioni di euro (781,3 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e un patrimonio netto di 132,5 milioni di euro (-712,1 milioni di euro al 31 dicembre 2005). La variazione del patrimonio netto deriva dal versamento in conto capitale per 880,0 milioni di euro eseguito dalla Capogruppo.

A fine 2006 la posizione finanziaria debitoria in linea capitale è pari a 30 milioni di euro e rispetto al 31 dicembre 2005 registra un decremento di 1.263,5 milioni di euro derivante essenzialmente dalle operazioni di accollo descritte in precedenza.

La posizione finanziaria verso la Capogruppo al 31 dicembre 2006 risulta a debito per un importo di 176,3 milioni di euro (a credito di 176,2 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

La società non ha dipendenti.

Enel Finance International SA

La società, con sede in Lussemburgo, svolge attività di *holding* di partecipazioni e attività finanziarie con altre società del Gruppo; detiene il 100% della partecipazione in Enel Ireland Finance Ltd, con sede a Dublino, società alla quale ha rimborsato in data 2 gennaio 2006 il finanziamento di 1.291,0 milioni di euro in essere al 31 dicembre 2005. In pari data Enel Finance International SA ha sottoscritto con Enel Ireland Finance Ltd un finanziamento passivo per 57,6 milioni di euro, scadente il 31 dicembre 2007.

I rimborsi dell'esercizio 2006 di finanziamenti concessi alle società del Gruppo hanno riguardato Viesgo Generación SL per 1.169,1 milioni di euro ed Electra de Viesgo Distribución SL per 233,4 milioni di euro.

Relativamente ai finanziamenti concessi si segnala l'erogazione in data 2 gennaio 2006 di due nuovi finanziamenti, rispettivamente, di 169,1 milioni di euro a Viesgo Generación SL (rimborsato integralmente in data 10 marzo 2006) e di 307,5 milioni di euro a Enel Green Power International SA con scadenza al 31 dicembre 2007. Inoltre, in data 1° dicembre 2006 la società ha concesso a Enel North America Inc. un finanziamento per un importo di 50 milioni di dollari statunitensi (pari a 37,9 milioni di euro) con scadenza al 31 dicembre 2007.

Nel corso del 2006 la società ha attivato finanziamenti con terzi attraverso il programma *Euro Commercial Paper* (lanciato nel 2005 per un importo massimo di 4,2 miliardi di euro), per un ammontare di circa 535,4 milioni di euro, mentre al 31 dicembre 2006 non risulta ancora utilizzato il programma di finanziamento *Global Medium Term Notes* (GMTN *Programme*) lanciato nel 2005 per l'emissione di "*Notes*" per un importo massimo di 10 miliardi di euro.

In relazione ai risultati economici dell'esercizio 2006, la società presenta una perdita pari a 0,6 milioni di euro, derivante principalmente dagli oneri finanziari netti e dall'accantonamento delle imposte di competenza.

La società non ha dipendenti.

Enel Servizi Srl

Enel Servizi è la società del Gruppo che effettua le attività di gestione amministrativa del personale, di organizzazione, realizzazione e fornitura di servizi di informatica e telematica, di amministrazione e di supporto nel campo degli immobili a beneficio delle altre società del Gruppo residenti in Italia.
Il 2006 è stato il primo esercizio di piena operativà per Enel Servizi, a valle del processo di riorganizzazione societaria e operativa realizzato nel 2005 con l'obiettivo di minimizzare i costi unitari nei confronti delle società operanti nel *core business* del Gruppo e di massimizzare il livello qualitativo del servizio.

Tra gli eventi di rilievo del 2006 si segnala l'acquisizione da Enel SpA, in data 22 dicembre 2006, del 100% della partecipazione in Cise Srl, per un corrispettivo di 358 milioni di euro. A seguito di tale operazione Enel Servizi controlla (in parte direttamente e in parte indirettamente) la società immobiliare del Gruppo Enel Dalmazia Trieste Srl.

I ricavi dell'esercizio risultano pari a 939,2 milioni di euro (795,9 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e si incrementano di 143,3 milioni di euro principalmente per effetto dei maggiori ricavi per servizi resi (euro 89 milioni) e per canoni di locazione (euro 32 milioni), quale conseguenza del diverso perimetro operativo.

I costi operativi, pari a 923,5 milioni di euro (774,7 milioni di euro al 31 dicembre 2005), registrano un incremento complessivo di 148,8 milioni di euro. Tale incremento è da attribuirsi essenzialmente a maggiori oneri per il personale per effetto di una maggiore consistenza media e ai maggiori costi per servizi e godimento beni di terzi che trovano corrispondenza nell'incremento dei ricavi.

Il risultato operativo è positivo per 15,7 milioni di euro (21,2 milioni di euro al 31 dicembre 2005) registrando una diminuzione di 5,5 milioni di euro principalmente per maggiori oneri del personale parzialmente compensati dal miglioramento della redditività rispetto all'esercizio 2005.

I proventi finanziari netti ammontano a euro 3,4 milioni rispetto a oneri finanziari netti per 9,2 milioni di euro nel 2005. Gli oneri finanziari netti nel 2005 tenevano conto di minusvalenze derivanti dalle cessioni di partecipazioni per complessivi 5,6 milioni di euro.

Il risultato conseguito nel 2006, al netto delle imposte di competenza pari a 16,4 milioni di euro, è positivo per 2,7 milioni di euro.

Il capitale investito netto, pari complessivamente a 626,1 milioni di euro, risulta finanziato per 462,7 milioni di euro da mezzi propri (73,9%) e per 163,4 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (26,1%).

La consistenza finale del personale è pari a 4.333 unità al 31 dicembre 2006 (4.338 unità al 31 dicembre 2005).

Enelpower SpA

In data 1° gennaio 2006 si è perfezionata l'operazione di scissione parziale di Enelpower SpA in favore di Enel Produzione SpA, avente a oggetto il complesso delle attività di progettazione, costruzione e avviamento degli impianti, oltre ai rapporti attivi e passivi derivanti dai progetti in corso di esecuzione verso la Divisione Generazione ed Energy Management di Enel. Tenuto conto dell'operazione straordinaria menzionata e non svolgendo attività per l'acquisizione di nuovi ordini, nel corso dell'esercizio 2006 la società ha svolto attività tese al completamento degli impianti per conto di clienti terzi in Italia e all'estero.

I ricavi del 2006 sono pari a 112,7 milioni di euro e rispetto al 2005 si riducono essenzialmente per effetto della citata operazione di scissione e del graduale completamento delle attività relative ai contratti in essere.

I costi operativi ammontano a 76,6 milioni di euro e, rispetto al 2005, mostrano anch'essi una riduzione per l'effetto combinato della riduzione delle attività e del rilascio a Conto economico di accantonamenti effettuati negli esercizi precedenti per rischi su commesse.

La gestione finanziaria chiude con un saldo positivo di 4,6 milioni di euro, in linea con il 2005 (4,6 milioni di euro).

Il risultato dell'esercizio 2006, al netto delle imposte di competenza pari a 17,7 milioni di euro, chiude con un utile netto di 23,0 milioni di euro.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2006 è negativo per 60,0 milioni di euro ed è composto da immobilizzazioni nette per 1,2 milioni di euro, da un capitale circolante netto negativo per 6,1 milioni di euro e da fondi diversi per 55,1 milioni di euro.

Il patrimonio netto risulta pari a 25,3 milioni di euro e la posizione finanziaria netta risulta positiva per 85,3 milioni di euro (178,6 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

La consistenza finale del personale è pari a 6 unità (786 unità al 31 dicembre 2005), per effetto essenzialmente della scissione del ramo in favore di Enel Produzione.

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Nel corso del 2006 Enel ha continuato a operare in un'ottica di consolidamento e sviluppo del modello organizzativo divisionale per sostenere l'Azienda in vista dell'apertura del mercato domestico e del suo processo di internazionalizzazione.

In tale contesto, è stata varata la nuova struttura della Divisione Mercato con un'unità di Marketing dedicata all'analisi del mercato e allo sviluppo di prodotti e unità di vendita segmentate per tipo di clientela. Il processo di riorganizzazione della Divisione, condotto in un'ottica di integrazione dei clienti gas ed elettricità, ha contemplato anche l'avvio di un percorso di razionalizzazione societaria.

È stato completato il processo di riorganizzazione della Divisione Generazione ed Energy Management che nel suo assetto definitivo contempla: aree di *business* dedicate alla produzione termoelettrica e fonti rinnovabili, un'unica area di *business* denominata Energy Management per la pianificazione della produzione e il *sourcing/trading* di combustibili ed energia, nonché aree tecniche per lo sviluppo e la realizzazione di impianti e lo sviluppo delle competenze nel settore nucleare e ricerca.

Anche la Divisione Infrastrutture e Reti è stata interessata nel 2006 da una riorganizzazione che ha portato alla creazione di "Funzioni Tecniche" centrali focalizzate sulle sinergie tra mondo elettrico e mondo gas, in termini di *know-how*, competenze core, *best practice* e sistemi informativi.

Nella Divisione Internazionale è stata creata la funzione *Operations and Integration* di supporto ai processi di *business development* per la valutazione di società estere da acquisire e ai processi di integrazione per quelle acquisite.

In ambito *Corporate* è stato completato il processo di accentramento delle funzioni di *staff*, incluso le attività di segreteria societaria per l'Italia, definendo al riguardo un unico presidio nella funzione Segreteria Societaria.

Inoltre, al fine di aumentare il grado di presidio di processi strategici, nella funzione Affari Istituzionali e Regolamentari, ridenominata Affari Regolamentari e *Corporate Strategy*, sono state create le unità *Corporate Strategy*, per il coordinamento del processo di elaborazione delle linee di sviluppo strategico, e l'unità *Grandi Progetti Infrastrutturali* per la gestione delle *Megacommunity* a supporto del processo di realizzazione dei Grandi Progetti Infrastrutturali.

È stata attuata altresì la riorganizzazione della funzione *Information and Communication Technology* (ICT). Questo ha permesso un ulteriore avvicinamento delle attività di sviluppo ICT al *business* e un incremento di efficacia gestionale dei processi ICT attraverso la istituzione di una responsabilità unica sui prodotti/servizi in una prospettiva "*end-to-end*" (dalla formalizzazione delle esigenze del cliente interno allo sviluppo delle nuove applicazioni) sotto il presidio di una *governance* forte e centralizzata.

Peraltro, nel corso del 2006, l'intera Azienda è stata oggetto di una profonda rivisitazione dei processi di *governance* e operativi in termini di valutazione e mitigazione dei rischi relativi alla affidabilità e accuratezza dell'informativa societaria. Il sistema di controllo che ne è conseguito e i documenti di processo che lo descrivono sono divenuti parte integrante del corpo procedurale aziendale.

Sviluppo e formazione

Le iniziative di sviluppo e formazione realizzate nel corso del 2006 sono state guidate dall'obiettivo generale di assicurare l'eccellenza delle competenze *core* e di garantire la corretta gestione della crescita interna nonché della copertura delle posizioni rilevanti.
Le principali iniziative di sviluppo hanno riguardato la realizzazione e l'estensione progressiva alle società estere di specifiche campagne di valutazione per segmenti di popolazione omogenei, la realizzazione del *succession plan* di Gruppo al fine di garantire la copertura di tutte le posizioni rilevanti, nonché l'introduzione della prima *climate survey* rivolta a tutto il personale, finalizzata a monitorare la qualità del clima organizzativo.
Nel 2007 è prevista la progettazione di un nuovo sistema di *performance appraisal* destinato a tutti i dirigenti e quadri, la realizzazione di percorsi di sviluppo *ad hoc* per talenti, ai vari livelli organizzativi, l'utilizzo significativo della *job rotation*, in particolare su scala internazionale e la realizzazione di azioni di miglioramento del clima organizzativo coerenti con gli esiti della *climate survey* 2006.
Per quanto riguarda la formazione, le direttrici principali che sono state attuate fanno riferimento a interventi di formazione manageriale finalizzati allo sviluppo e al consolidamento delle competenze degli *executive*, oltre a percorsi di formazione istituzionale finalizzati allo sviluppo di un processo di identificazione con la cultura e i valori Enel e di crescita/consolidamento di un *set* di competenze condiviso (conoscenze

e capacità trasversali). Inoltre, sono stati avviati progetti di formazione divisionale, in particolare nella Divisione Mercato, tesi a sviluppare *know-how* tecnico specifico e capacità *core* per affrontare consapevolmente i processi di cambiamento.
Nel 2007 è prevista una generale rivisitazione dei programmi istituzionali, in coerenza con le politiche di gestione dei talenti, l'estensione dei percorsi specifici per area professionale a tutte le funzioni critiche, nonché il lancio di interventi specifici atti a supportare i processi di *change* in atto (internazionalizzazione e orientamento al mercato). Le attività programmate per il 2007 troveranno ulteriore spinta e integrazione con il lancio della Enel University previsto per il primo trimestre.

Selezione

La selezione in Enel ha l'obiettivo di garantire la rispondenza dei candidati prescelti al profilo atteso dai vari ruoli di ingresso, attraverso l'inserimento di giovani brillanti da poter far crescere all'interno dell'Azienda, e di creare le condizioni di massima appetibilità del marchio Enel sui segmenti pregiati del mercato del lavoro, nazionale e internazionale.
Nel corso del 2006 sono state assunte oltre 1.000 persone. Per quanto riguarda il perimetro italiano, le assunzioni sono state circa 500, il 56% delle quali è stato rappresentato da giovani neo-diplomati e neo-laureati con l'obiettivo di rafforzare le funzioni di *core business* dell'Azienda (Progettazione, Impianti, *Energy management* della Divisione Generazione ed Energy Management Italia, aree commerciali e di *marketing* della Divisione Mercato Italia, aree tecniche della Divisione Infrastrutture e Reti) e delle funzioni ICT e di *staff* (strutture di *governance* in particolare). È stata inoltre potenziata la struttura tecnica e manageriale della Divisione Internazionale, attraverso inserimenti sia di personale specializzato sia di giovani neo-laureati, motivati a una carriera internazionale. Una particolare attenzione è stata poi posta alla creazione del *pool* di competenze sul nucleare, che ha visto l'inserimento in questo specifico ambito di 17 persone.
Nel corso del 2006 sono state realizzate diverse iniziative di scambio con università e istituzioni/società internazionali operanti nel settore *Energy*, in regioni di interesse strategico per l'Azienda, che hanno teso a rafforzare il *brand* di Enel in ambito nazionale e internazionale quale centro di eccellenza per l'energia e lo sviluppo sostenibile.
Per il 2007 è previsto il proseguimento delle intense attività di reclutamento e selezione già avviate nel corso del 2006, con la finalità di potenziare le strutture tecnico-ingegneristiche delle Divisioni Generazione ed Energy Management Italia e Infrastrutture e Reti Italia, delle aree commerciali e di *marketing* della Divisione Mercato Italia e della Divisione Internazionale.

Relazioni industriali

Area elettrici

Il risultato più significativo, nell'anno 2006, è stato il rinnovo del contratto di settore per il periodo 2005-2009 - parte normativa, con aggiornamento della parte economica per il biennio 2005-2007, firmato con le controparti sindacali il 18 luglio 2006 a conclusione di una serrata trattativa. L'aggiornamento dell'impianto contrattuale ha consentito l'introduzione di elementi di modernizzazione e flessibilità, con particolare riferimento a temi quali l'orario di lavoro e il nuovo assetto del mercato del lavoro (tipologie contrattuali, sicurezza del lavoro, ecc.). A partire da ottobre si sono insediate e hanno cominciato i propri lavori le Commissioni bilaterali previste nel contratto per una serie di "impegni differiti" in tema di Previdenza Complementare, Classificazione del Personale e Regolamentazione dello Sciopero.
A livello aziendale, nel corso del 2006 è stato firmato l'accordo sul premio di risultato per il biennio 2006-2007 ed è stata completata la trasformazione della struttura organizzativa divisionale con la conclusione dei trasferimenti di processi e risorse a Enel Servizi e la razionalizzazione societaria nell'ambito della Divisione Generazione ed Energy Management, a seguito della cessione del ramo afferente alle attività di ingegneria e costruzioni di Enelpower in Enel Produzione. Sono stati completati i confronti relativi alla costituzione del Centro Servizi del Personale (CSP), all'Area Acquisti e al nuovo assetto organizzativo della Divisione Mercato.

Area Gas

Nell'ambito dell'area Gas, oltre al processo di razionalizzazione societaria che ha riguardato Enel Gas (oggi Enel Energia), a livello aziendale è stato completato, nel rispetto delle procedure di cui all'art. 47 della legge n. 428/90, il passaggio di attività e risorse di *staff* – ramo di azienda ICT e Amministrazione di Enel Rete Gas e di Enel Gas – a Enel Servizi, efficace a far data dal 1° gennaio 2007.
A livello di settore il 2006 ha visto un serrato confronto per il rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro Gas/Acqua, scaduto il 31 dicembre 2005.

Il 12 maggio 2006 è stato raggiunto un accordo delle fonti istitutive del Fondo di Previdenza Complementare per i dirigenti (Enel e Cordenel/Federmanager), che ha previsto l'innalzamento dei contributi a favore degli iscritti.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva del 2006 si è focalizzata sul rafforzamento dell'integrazione tra i processi di *compensation* e di valutazione, con un incremento dell'incidenza della retribuzione variabile collegata alle *performance* aziendali. Sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo è stato confermato l'MBO quale strumento principale (coinvolgendo circa il 93% dei dirigenti e circa il 13% dei Quadri) al quale

si aggiunge, per la popolazione commerciale, un sistema di incentivazione commerciale *ad hoc*. Per quanto attiene all'incentivazione di medio-lungo termine, anche nel 2006 è stato assegnato un piano di *stock option* che ha coinvolto circa l'88% dei dirigenti. Per il 2007, in continuità con le politiche degli ultimi anni, è prevista una personalizzazione più spinta degli strumenti di *compensation* sui segmenti di popolazione più critici, anche attraverso l'utilizzo di logiche di *total rewarding*.

Piani di *stock option*

A decorrere dall'anno 2000 sono stati implementati con cadenza annuale in ambito aziendale piani di azionariato (*stock option*) 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 *stock option* adottati da Enel e ancora in essere nel corso dell'esercizio 2006.

Piano 2002

Nel maggio 2001 l'Assemblea straordinaria di Enel – in accoglimento delle proposte formulate dal Consiglio di Amministrazione, motivate dalla insufficienza dell'importo residuo della delega assembleare del dicembre 1999 al fine di impostare piani di *stock option* ulteriori rispetto a quelli adottati negli anni 2000 e 2001 – ha dato avvio a un piano di azionariato, deliberando:

> di revocare, per la parte non ancora esercitata dal consiglio medesimo, la delega all'aumento del capitale sociale disposta nel dicembre 1999, facendo comunque salvi tutti gli atti compiuti in esecuzione della delega medesima;

> di conferire al Consiglio di Amministrazione una nuova delega quinquennale all'aumento del capitale sociale per un massimo di 60.630.750 euro (e, quindi, per un importo di poco inferiore all'1% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*) mediante l'emissione di un massimo di 60.630.750 azioni ordinarie da nominali 1 euro ciascuna, con godimento regolare, da offrire in sottoscrizione a pagamento a dirigenti – da individuarsi a cura del Consiglio di Amministrazione – della stessa Enel e/o delle società da questa controllate, con conseguente esclusione del diritto di opzione secondo quanto consentito dal codice civile e dal Testo Unico della Finanza.

Nel corso del mese di marzo 2002, in attuazione di tale delega assembleare, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano di *stock option* relativo all'anno 2002 (integrato nel settembre dello stesso 2002), unitamente al regolamento attuativo.

Il regolamento ha previsto l'assegnazione ai dirigenti individuati dal Consiglio di Amministrazione di diritti personali e intrasferibili *inter vivos* ("opzioni") relativi alla sottoscrizione di un corrispondente numero di azioni ordinarie Enel di nuova emissione. In base a quanto stabilito dal Consiglio di Amministrazione, i dirigenti medesimi sono stati quindi ripartiti in differenti fasce e la quantità di opzioni assegnate agli appartenenti a ciascuna di esse è stata determinata attraverso l'applicazione di un moltiplicatore al rapporto tra la retribuzione annua lorda di riferimento della fascia di appartenenza e il valore di un'opzione a tre anni, determinato sulla base di valutazioni di mercato. Il diritto alla sottoscrizione delle azioni risulta subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione) specificamente disciplinate nel regolamento.

Tra i destinatari del Piano di *stock option* 2002 risultano compresi anche coloro che hanno rivestito, in fasi distinte nel corso di tale anno, la carica di Amministratore Delegato di Enel e che hanno partecipato al Piano stesso nella qualità di Direttori generali.

Il regolamento ha disposto inoltre che le opzioni assegnate – una volta realizzatesi le condizioni di esercizio – possano 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.

In ogni caso le opzioni risultano in concreto 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.

Per quanto concerne le condizioni di esercizio – aventi carattere di condizioni sospensive – il regolamento ha disposto che tutte le opzioni assegnate divengono esercitabili qualora (i) l'importo dell'EBITDA di Gruppo relativo all'anno di assegnazione e riportato nel *budget* approvato dal Consiglio di Amministrazione venga superato e (ii) la variazione percentuale del prezzo dell'azione Enel riportato dal sistema telematico della Borsa Italiana nel corso dell'anno di assegnazione delle opzioni risulti 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%). Qualora tali obiettivi non

vengano congiuntamente raggiunti, tutte le opzioni decadono automaticamente, non essendo previsto alcun meccanismo che ne consenta il recupero.
Il regolamento ha infine previsto che il prezzo di sottoscrizione delle azioni (*strike price*) venga 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, per un importo pari allo *strike price*, risulta a totale carico dei destinatari, non prevedendo il Piano alcuna agevolazione a tale riguardo.

Sviluppo del Piano 2002

In concreto, sulla base di tale disciplina regolamentare, il Piano di *stock option* relativo all'anno 2002 ha determinato l'assegnazione di complessive 41.748.500 opzioni in favore di 383 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 6,426 euro (e, per le sole opzioni assegnate nel settembre 2002, a 6,480 euro).
In relazione a tale Piano, dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, si è potuto accertare che nel corso dell'anno di assegnazione delle opzioni sono stati conseguiti ambedue gli obiettivi concernenti il superamento dell'EBITDA di Gruppo e la *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento, il che ha determinato il verificarsi dei presupposti per l'esercitabilità di tutte le opzioni assegnate. Si segnala che delle indicate 41.748.500 opzioni assegnate e divenute esercitabili sono decadute per cessazione anticipata dal servizio dei relativi assegnatari (i) 4.872.500 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2005, mentre (ii) nessuna opzione risulta decaduta nel corso del 2006.

Aumento del capitale sociale a servizio del Piano 2002

Per effetto di quanto sopra, nel mese di aprile 2003 il Consiglio di Amministrazione, parzialmente esercitando la delega assembleare del maggio 2001, ha quindi deliberato un aumento scindibile del capitale sociale (comportante una potenziale diluizione massima inferiore allo 0,7% del capitale stesso *pro tempore*) al servizio delle opzioni assegnate con il Piano 2002.
In particolare, in tale occasione il Consiglio di Amministrazione ha deliberato un aumento a pagamento del capitale dell'importo massimo di 41.748.500 euro, sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2007, al servizio di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2002 (in quanto divenute esercitabili), caratterizzate da un prezzo di sottoscrizione pari (i) a 6,426 euro per le 39.245.000 opzioni assegnate nel marzo 2002 e (ii) a 6,480 euro per le 2.503.500 opzioni assegnate nel settembre 2002.
In esecuzione di tale deliberazione consiliare risultano essere state emesse e sottoscritte, nel corso del 2006, 1.319.050 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2002 esercitate nei periodi compresi tra il 2 febbraio e il 22

febbraio 2006, tra il 29 maggio e il 16 giugno 2006 e tra il 10 novembre e il 30 novembre 2006. Esse si aggiungono alle 34.801.650 azioni ordinarie emesse e sottoscritte a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2002 esercitate nel corso del 2004 e del 2005.

Piano 2003

Nel maggio 2003 l'Assemblea straordinaria di Enel – in accoglimento delle proposte formulate dal Consiglio di Amministrazione, motivate dalla insufficienza dell'importo residuo della precedente delega assembleare del maggio 2001 al fine di impostare ulteriori piani di *stock option* – ha dato avvio a un nuovo piano di azionariato, deliberando:

> di revocare, per la parte non ancora esercitata dal consiglio medesimo, la delega all'aumento del capitale sociale disposta nel maggio 2001, facendo comunque salvi tutti gli atti compiuti in esecuzione della delega medesima;

> di conferire al Consiglio di Amministrazione una nuova delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di 47.624.005 euro (e, quindi, per un importo pari a circa lo 0,8% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), dotata di caratteristiche analoghe a quelle della precedente delega del maggio 2001 e destinata a servizio del Piano di *stock option* relativo all'anno 2003, quale già approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di aprile 2003.

Il Piano 2003 – tra i cui destinatari figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – risulta ispirato a logiche analoghe a quelle del Piano 2002, mutuandone le disposizioni del regolamento attuativo per quanto riguarda i diversi profili in precedenza descritti (concernenti, in particolare, i criteri che regolano tanto l'assegnazione delle opzioni ai dirigenti destinatari del Piano quanto il mantenimento del diritto al relativo esercizio, il periodo di maturazione delle opzioni e la loro concreta esercitabilità all'interno di prestabilite 'finestre' temporali, le condizioni di esercizio delle opzioni, le modalità di determinazione del prezzo di sottoscrizione delle azioni e l'assenza di agevolazioni per il relativo pagamento da parte dei dirigenti partecipanti al Piano).

Sviluppo del Piano 2003

In concreto il Piano di *stock option* relativo all'anno 2003 ha determinato l'assegnazione di complessive 47.624.005 opzioni in favore di 549 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 5,240 euro. In relazione a tale Piano, dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, si è potuto accertare che sono stati conseguiti ambedue gli obiettivi, concernenti il superamento dell'EBITDA di Gruppo nel corso dell'anno di assegnazione delle opzioni e la *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento indicato nel regolamento attuativo del Piano; si segnala a tale ultimo

riguardo che il periodo di rilevazione dell'andamento sia dell'azione Enel sia dell'indice di riferimento – periodo destinato a scadere per previsione regolamentare il 31 dicembre 2003 – è stato prolungato dal Consiglio di Amministrazione al 26 marzo 2004, al fine di ripristinare condizioni di normalità per una valutazione oggettiva del raggiungimento di tale obiettivo; ciò in considerazione dell'operazione di collocamento di azioni Enel presso investitori istituzionali realizzata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze nel mese di ottobre 2003, di per sé estranea alla gestione di Enel e tale da avere determinato, per la sua straordinaria e rilevante portata, notevoli riflessi sull'andamento del titolo. Risultano pertanto essersi verificati i presupposti per l'esercitabilità di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2003. Si segnala che delle indicate 47.624.005 opzioni assegnate e divenute esercitabili sono decadute per cessazione anticipata dal servizio dei relativi assegnatari (i) 3.288.426 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2005 e (ii) 60.290 opzioni nel corso del 2006.

Aumento del capitale sociale a servizio del Piano 2003

Nel mese di aprile 2004 il Consiglio di Amministrazione, esercitando interamente la delega assembleare del maggio 2003, ha quindi deliberato un aumento scindibile e a pagamento del capitale sociale (comportante una potenziale diluizione massima del capitale medesimo *pro tempore* pari a circa lo 0,8%) al servizio delle opzioni assegnate con il Piano 2003. Tale aumento, deliberato per un importo massimo di 47.624.005 euro e sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2008, risulta al servizio di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2003 (in quanto divenute esercitabilli), caratterizzate da un prezzo di sottoscrizione pari a 5,240 euro.

In esecuzione di tale deliberazione consiliare risultano essere state emesse e sottoscritte, nel corso del 2006, 11.726.012 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2003 esercitate nei periodi compresi tra il 2 febbraio e il 22 febbraio 2006, tra il 29 maggio e il 16 giugno 2006 e tra il 10 novembre e il 30 novembre 2006. Esse si aggiungono alle 30.500.492 azioni ordinarie emesse e sottoscritte a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2003 esercitate nel corso del 2004 e del 2005.

Piano 2004

Nel maggio 2004 l'Assemblea straordinaria di Enel ha dato avvio a un nuovo piano di azionariato, deliberando di conferire al Consiglio di Amministrazione una nuova delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di 38.527.550 euro (e, quindi, per un importo pari a circa lo 0,6% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe del maggio 2001 e del maggio 2003 e destinata a servizio del Piano di *stock option* relativo all'anno 2004, quale già approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di marzo 2004.

Il Piano 2004 – tra i cui destinatari figura anche l'Amministratore Delegato di Enel,

nella qualità di Direttore Generale – risulta ispirato a logiche analoghe a quelle dei Piani 2002 e 2003, mutuandone in larga parte le disposizioni dei regolamenti attuativi e discostandosene solo per i profili di seguito evidenziati.

In particolare, pur risultando confermata la ripartizione dei destinatari del Piano in differenti fasce, si è però prevista un'assegnazione delle opzioni in base a criteri proporzionali e non più effettuata attraverso l'applicazione di un moltiplicatore al rapporto tra la retribuzione annua lorda di riferimento della fascia di appartenenza dell'interessato e il valore di un'opzione a tre anni, determinato sulla base di valutazioni di mercato.

Inoltre, è stato disposto che le opzioni assegnate – una volta realizzatesi le condizioni di esercizio – possano 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.

Sono state altresì eliminate le 'finestre' temporali di esercizio delle opzioni, disponendosi che queste ultime possano 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).

Per quanto concerne le condizioni di esercizio – aventi carattere di condizioni sospensive – mentre l'obiettivo dell'EBITDA di Gruppo è rimasto invariato, quello collegato alla *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento è stato per la prima volta 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. Tale modifica è stata adottata per rendere coerente il rendimento effettivo che il titolo Enel è in grado di attribuire ai propri azionisti, in termini anche di distribuzione di dividendi, rispetto al rendimento effettivo ricavabile, negli stessi termini, dagli altri titoli di riferimento.

Sviluppo del Piano 2004

In concreto il Piano di *stock option* relativo all'anno 2004 ha determinato l'assegnazione di complessive 38.527.550 opzioni in favore di 640 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 6,242 euro. In relazione a tale Piano, dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, si è potuto accertare che sono stati conseguiti ambedue gli obiettivi, concernenti il superamento dell'EBITDA di Gruppo nel corso dell'anno di assegnazione delle opzioni e la *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento indicato nel regolamento attuativo del Piano;

si segnala a tale ultimo riguardo che il periodo di rilevazione dell'andamento sia dell'azione Enel sia dell'indice di riferimento – periodo destinato a scadere per previsione regolamentare il 31 dicembre 2004 – è stato prolungato dal Consiglio di Amministrazione al 25 marzo 2005, al fine di garantire condizioni di normalità per una valutazione oggettiva del raggiungimento di tale obiettivo; ciò in considerazione dell'operazione di collocamento di azioni Enel tramite offerta globale effettuata da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze nel mese di ottobre 2004, di per sé estranea alla gestione di Enel e suscettibile di determinare, per la sua straordinaria e rilevante portata, riflessi distorsivi sull'andamento del titolo.
Risultano pertanto essersi verificati i presupposti per l'esercitabilità di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2004. Si segnala che delle indicate 38.527.550 opzioni assegnate e divenute esercitabili sono decadute per cessazione anticipata dal servizio dei relativi assegnatari (i) 1.625.500 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2005 e (ii) 334.300 opzioni nel corso del 2006.

Aumento del capitale sociale a servizio del Piano 2004

Nel mese di marzo 2005 il Consiglio di Amministrazione, esercitando interamente la delega assembleare del maggio 2004, ha quindi deliberato un aumento scindibile e a pagamento del capitale sociale (comportante una potenziale diluizione massima del capitale medesimo *pro tempore* pari a circa lo 0,6%) al servizio delle opzioni assegnate con il Piano 2004. Tale aumento, deliberato per un importo massimo di 38.527.550 euro e sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2009, risulta al servizio di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2004 (in quanto divenute esercitabili), caratterizzate da un prezzo di sottoscrizione pari a 6,242 euro.
In esecuzione di tale deliberazione consiliare risultano essere state emesse e sottoscritte, nel corso del 2006, 6.079.571 azioni ordinarie a servizio dell'intervenuto esercizio di altrettante *stock option* del Piano 2004. Esse si aggiungono alle 12.392.982 azioni ordinarie emesse e sottoscritte a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2004 esercitate nel corso del 2005.

Piano 2006

Nel maggio 2006 l'Assemblea straordinaria di Enel ha dato avvio a un nuovo piano di azionariato, deliberando di conferire al Consiglio di Amministrazione una nuova delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di 31.790.000 euro (e, quindi, per un importo pari a circa lo 0,5% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe del maggio 2001, del maggio 2003 e del maggio 2004 e destinata a servizio del Piano di *stock option* relativo all'anno 2006, quale approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria (in base alle nuove disposizioni introdotte nel Testo Unico della Finanza da parte della legge sulla tutela del risparmio).

Il Piano 2006 – tra i cui destinatari figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – risulta ispirato a logiche analoghe a quelle dei Piani 2002, 2003 e 2004, caratterizzandosi rispetto a essi per una ancora più marcata coerenza rispetto alla *best practice* internazionale; ciò grazie alla fissazione di obiettivi di *performance* di durata pluriennale (anziché annuale), allo scopo di tendere a un consolidamento dei risultati e a un'accentuazione delle caratteristiche di medio periodo che si intendono attribuire allo strumento in questione.
Il Piano 2006 mutua in larga parte le disposizioni del regolamento attuativo del Piano 2004, discostandosene solo per i profili di seguito evidenziati.
La differenza più rilevante riguarda la indicata durata pluriennale delle condizioni di esercizio delle opzioni, che conservano natura di condizioni sospensive e rimangono legate ai medesimi obiettivi gestionali (EBITDA di Gruppo) e di mercato (*performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento) dei Piani precedenti, con l'intento di assicurare in tal modo una piena convergenza tra gli interessi degli azionisti e quelli del *management*.
Il Piano 2006 prevede, in particolare, che una prima quota pari al 25% delle opzioni assegnate divenga esercitabile a condizione che nel biennio 2006-2007 vengano congiuntamente raggiunti gli obiettivi sopra indicati, mentre l'esercitabilità del residuo 75% delle opzioni assegnate è subordinata al conseguimento di entrambi i medesimi obiettivi nel corso del triennio 2006-2008. In caso di mancato conseguimento di uno ovvero di entrambi gli obiettivi durante il biennio 2006-2007, è 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 2006-2008.
Si prevede inoltre che le opzioni assegnate – una volta realizzatesi le condizioni di esercizio – possano 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.

Sviluppo del Piano 2006

In concreto il Piano di *stock option* relativo all'anno 2006 ha determinato l'assegnazione di complessive 31.790.000 opzioni in favore di 461 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 6,842 euro.
Si segnala che delle indicate 31.790.000 opzioni assegnate ne sono decadute 286.000 per cessazione anticipata dal servizio dei relativi assegnatari nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse (avvenuta nel mese di agosto 2006) e la fine del 2006.
Le verifiche di competenza del Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio del Piano 2006 sono previste in occasione dell'approvazione

dei progetti di bilancio relativi agli esercizi 2007 (quanto al 25% delle opzioni assegnate) e 2008 (quanto al 75% delle opzioni 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, i destinatari dei piani di *stock option* hanno diritto a percepire, dal 2004, 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 Enel di appartenenza del destinatario e risulta assoggettato all'ordinaria imposizione fiscale, quale reddito da lavoro dipendente.

In base a tale disciplina, il Consiglio di Amministrazione ha finora determinato: (i) un *bonus* pari a 0,08 euro per opzione esercitata, in relazione al dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2003) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 giugno 2004; (ii) un *bonus* pari a 0,33 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 25 novembre 2004; (iii) un bonus pari a 0,02 euro per opzione esercitata, in relazione al saldo del dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 23 giugno 2005; (iv) un bonus pari a 0,19 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza

dell'esercizio 2005) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2005.

Si fa presente che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi al 31 dicembre 2006 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i vari piani è pari all'1,83% e che l'ulteriore sviluppo dei piani stessi è suscettibile, in teoria, di elevare tale diluizione fino a un livello massimo del 2,66%.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione dei piani di *stock option* sopra descritti nel corso dell'esercizio 2006.

	Piano 2002 (anno di scadenza: 2007)			**Piano 2003** (anno di scadenza: 2008)			**Piano 2004** (anno di scadenza: 2009)			**Piano 2006** (anno di scadenza: 2012)		
Opzioni	**Numero di opzioni**	**Prezzo medio di esercizio (euro)**	**Prezzo di mercato (euro) (1)**	**Numero di opzioni**	**Prezzo di esercizio (euro)**	**Prezzo di mercato (euro) (1)**	**Numero di opzioni**	**Prezzo di esercizio (euro)**	**Prezzo di mercato (euro) (1)**	**Numero di opzioni**	**Prezzo di esercizio (euro)**	**Prezzo di mercato (euro) (1)**
Opzioni esistenti al 1° gennaio 2006	2.074.350	6,426	6,687	13.835.087	5,240	6,687	24.509.068	6,242	6,687	-	-	-
Nuove opzioni assegnate nell'esercizio 2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.790.000	6,842	6,990
Opzioni esercitate nell'esercizio 2006	1.319.050	6,426	7,433	11.726.012	5,240	7,138	6.079.571	6,242	7,293	-	-	-
Opzioni decadute nell'esercizio 2006	-	-	-	60.290	5,240	7,083	334.300	6,242	7,187	286.000	6,842	7,281
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2006	755.300	6,426	7,815	2.048.785	5,240	7,815	18.095.197	6,242	7,815	31.504.000	6,842	7,815
> di cui esercitabili al 31 dicembre 2006	*755.300*	*6,426*	*7,815*	*2.048.785*	*5,240*	*7,815*	*3.672.711*	*6,242*	*7,815*	-	-	-

(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*.

Stock option attribuite al Direttore Generale e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Nella tabella seguente sono indicati i dati relativi alle *stock option* di pertinenza del Direttore Generale (e Amministratore Delegato) di Enel SpA e dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società. I dati relativi a questi ultimi 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").

A ciascuna opzione indicata nella tabella corrisponde la sottoscrizione di una azione.

		Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio 2006			Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio 2006			Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio 2006			Opzioni scadute nel corso dell'eser. 2006	Opzioni detenute alla fine dell'esercizio 2006		
Nome e Cognome	Carica ricoperta	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Scadenza media	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Scadenza media	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo medio di mercato all'eserc: (euro)	Numero opzioni	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Scadenza media
Fulvio Conti [1]	Direttore Generale Enel SpA	1.430.960	5,939	2009	1.500.000	6,842	2012	0	-	-	0	2.930.960	6,401	2011
-	Dirigenti con responsabilità strategiche [2]	5.546.408	5,952	2009	5.450.000	6,842	2012	2.850.472	5,725	7,101	0	8.145.936	6,627	2011

(1) Delle opzioni indicate nella tabella, quelle detenute all'inizio dell'esercizio 2006 sono state attribuite a Fulvio Conti nella qualità di Direttore della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel SpA, carica rivestita fino al 20 giugno 2005.

(2) Nel corso dell'esercizio 2006 hanno rivestito la qualità di Dirigenti con responsabilità strategiche: i Direttori di Funzione di Enel SpA, i Direttori di Divisione, il Responsabile del *business development* della Divisione Internazionale e il Responsabile dell'area di *business energy management* della Divisione Generazione ed Energy Management, per un totale di 15 posizioni dirigenziali.

Azioni possedute dagli Amministratori, dai Sindaci, dal Direttore Generale e dai dirigenti con responsabilità strategiche

Secondo quanto previsto dall'art. 79 della Deliberazione Consob n. 11971/1999 (c.d. "Regolamento Emittenti"), nella tabella che segue sono indicate le azioni di Enel SpA possedute dagli Amministratori, dai Sindaci, dal Direttore Generale e dai dirigenti con responsabilità strategiche della Società, nonché dai relativi coniugi non legalmente separati e dai figli minori, direttamente o per il tramite di società controllate, di società fiduciarie o per interposta persona, quali risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e dalle informazioni acquisite dagli stessi Amministratori, Sindaci, Direttore Generale e dirigenti con responsabilità strategiche. I dati relativi a questi ultimi sono forniti in forma aggregata, secondo quanto indicato nell'allegato 3C del Regolamento Emittenti Consob.

Sono considerate tutte le persone che nel corso dell'esercizio 2006 hanno ricoperto le cariche di Amministratore, Sindaco, Direttore Generale e dirigente con responsabilità strategiche della Società. Gli Amministratori e i Sindaci non indicati nella tabella risultano pertanto non avere posseduto alcuna azione di Enel SpA nel corso dell'esercizio 2006.

Cognome e Nome	Società partecipata	Numero azioni possedute a fine 2005	Nunero Azioni acquistate nel 2006	Numero azioni vendute nel 2006	Numero azioni possedute a fine 2006	Titolo del possesso
Ballio Giulio	Enel SpA	1.700 (1)	-	-	1.700 (1)	Proprietà
Conti Fulvio	Enel SpA	41.324 (2)	75 (3)	-	41.399 (4)	Proprietà
Giordano Giancarlo	Enel SpA	524	-	-	524	Proprietà
Gnudi Piero	Enel SpA	70.524 (5)	-	-	70.524 (5)	Proprietà
Taranto Francesco	Enel SpA	10.000	10.000	10.000	10.000	Proprietà
Dirigenti con responsabilità strategiche (a)	Enel SpA	111.874	2.853.908 (6)	2.865.784 (7)	99.998	Proprietà

(a) Nel corso dell'esercizio 2006 hanno rivestito la qualità d dirigenti con responsabilità strategiche: i Direttori di Funzione di Enel SpA, i Direttori di Divisione, il Responsabile del *business development* della Divisione Internazionale e il Responsabile dell'area di *business energy management* della Divisione Generazione ed Energy Management, per un totale di 15 posizioni dirigenziali.

(1) Tutte da parte del coniuge.

(2) Di cui: 40.562 personalmente e 762 da parte del coniuge.

(3) Rivenienti dall'assegnazione di *bonus share*.

(4) Di cui: 40.637 personalmente e 762 da parte del coniuge.

(5) Di cui: 262 personalmente; 24.262 da parte del coniuge; 46.000 da parte di società controllata.

(6) Di cui n. 2.850.472 sottoscritte in sede di esercizio di *stock option* e n. 3.436 rivenienti dall'assegnazione di *bonus share*.

(7) Di cui n. 2.826.272 rivenienti da esercizio di *stock option*.

Ricerca e sviluppo

Enel SpA non svolge direttamente attività di ricerca e sviluppo in quanto, nell'ambito del Gruppo, tale attività viene svolta da alcune società controllate e collegate.
In particolare, Enel Produzione è attiva nella "ricerca competitiva", principalmente rivolta al miglioramento dell'efficienza, dell'economicità e della compatibilità ambientale del processo di produzione.
L'attività "di ricerca di sistema", effettuata a beneficio del sistema elettrico italiano, regolamentata dalla normativa di riassetto del settore elettrico e remunerata da un'apposita componente tariffaria, è svolta dalla società collegata Cesi.

Fatti di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio, prevedibile evoluzione della gestione e altre informazioni

Fatti di rilievo

Acquisizione di azioni Endesa

In data 27 febbraio 2007 Enel, attraverso la controllata Enel Energy Europe (EEE), ha acquistato 105.800.000 azioni di Endesa SA (Endesa), il principale operatore elettrico spagnolo, pari al 9,99% del relativo capitale sociale, al prezzo di 39 euro ad azione e per un corrispettivo complessivo di 4.126,2 milioni di euro. L'acquisto delle azioni di Endesa è stato realizzato attraverso una transazione fuori mercato con investitori istituzionali, è stata finanziata con il *cash flow* e le linee di credito esistenti ed è stata condotta senza alcun collegamento con altri azionisti di Endesa.

In seguito, in data 1° marzo 2007 EEE ha concluso un contratto di *share swap* con UBS Limited il cui sottostante è rappresentato da un massimo di 74.112.648 azioni di Endesa (pari al 7% del relativo capitale sociale).

La modalità di liquidazione è per differenza (*cash settlement*), con un'opzione per EEE di richiedere la liquidazione per consegna di azioni Endesa condizionata, tra gli altri requisiti, all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative per effettuare il relativo acquisto. In esecuzione di tale contratto di *share swap*, EEE ha già contrattato coperture finanziarie per lo stesso totale di 74.112.648 azioni Endesa, a un prezzo medio di 39 euro per azione.

Nella stessa data Enel, oltre ad aver richiesto ai competenti organi del Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio l'autorizzazione all'esercizio dei diritti sociali sull'intera partecipazione posseduta in Endesa, ha richiesto alla Comisión Nacional de la Energia (CNE):

> l'autorizzazione ad acquistare azioni di Endesa per più del 10% del capitale sociale e fino al limite (attualmente fissato al 24,99% del capitale stesso) oltre il quale diventa obbligatorio effettuare una offerta pubblica di acquisto in base alle norme di legge e di regolamento;

> la rimozione di tutti gli eventuali limiti all'esercizio dei diritti sociali come azionista di Endesa in relazione alla qualificazione di quest'ultima come "operatore principale".

Successivamente, mediante tre operazioni effettuate in data 1°, 2 e 12 marzo, EEE ha concluso contratti di *share swap* con Mediobanca il cui sottostante è rappresentato da un massimo di 84.488.949 azioni di Endesa (pari al 7,99% del relativo capitale sociale). Le modalità di liquidazione sono le medesime dell'altro contratto derivato stipulato con UBS.

Alla data odierna, Enel è proprietaria, attraverso la controllata EEE, del 9,99% del capitale sociale di Endesa; dispone inoltre di contratti derivati il cui sottostante è rappresentato da un ulteriore 14,99% del capitale della stessa società.

Accordo con il Gruppo Acciona per la gestione congiunta di Endesa

In data 26 marzo 2007 Enel ha siglato un accordo con Acciona – uno dei principali gruppi spagnoli operante in campo internazionale nello sviluppo e nella gestione di infrastrutture, servizi ed energia da fonti rinnovabili – per la gestione congiunta di Endesa che, grazie alle sinergie e alla condivisione delle rispettive esperienze, permetterà di contribuire allo sviluppo futuro della società elettrica spagnola. L'accordo è soggetto alla condizione che E.On non acquisisca più del 50% del capitale di Endesa.

Accordo tra Enel, Acciona ed E.On

In data 2 aprile 2007 Enel e Acciona hanno firmato un accordo con E.On in base al quale quest'ultima si impegna a ritirare la sua OPA su Endesa e nel contempo Enel e Acciona si impegnano a cedere a E.On alcuni *asset* di proprietà di Endesa e di proprietà di Enel, previo raggiungimento dell'effettivo controllo su Endesa da attuarsi anche tramite apposita OPA e coerentemente con il citato accordo del 26 marzo 2007.

Il trasferimento dei citati *asset* a E.On avrà luogo una volta che Acciona e Enel avranno il controllo di Endesa e la transazione venga approvata dagli organi sociali di Endesa e riceva le necessarie autorizzazioni amministrative.

Il ritiro di E.On dall'OPA su Endesa consente a Enel e Acciona di poter lanciare immediatamente una loro OPA; il prezzo stabilito per tale offerta sarà di almeno 41 euro per azione, più gli interessi che matureranno fino al momento del completamento della stessa.

Enel possiede le capacità tecniche e finanziarie necessarie per far fronte agli impegni derivanti da tale iniziativa.

Prevedibile evoluzione della gestione

I risultati economici e il livello di indebitamento di Enel, nella sua funzione di *holding* industriale, continueranno a essere influenzati dai risultati conseguiti dalle partecipate nonché dai positivi effetti indotti dal processo di riorganizzazione e razionalizzazione del Gruppo. Enel continuerà a perseguire la strategia di rifocalizzazione sul *core*

business per essere il più efficiente produttore e distributore di elettricità e gas.
Per quanto riguarda il processo di internazionalizzazione del *core business*, con gli importanti accordi raggiunti con Acciona, prima, per la gestione congiunta di Endesa, e successivamente con E.On per il suo ritiro dall'OPA su Endesa stessa contro cessione di alcuni *asset*, Enel rafforza in modo significativo il piano di sviluppo internazionale e proseguirà nell'attività di integrazione e di miglioramento dell'efficienza degli *asset* acquisiti. Enel continuerà infine a gestire i contratti pluriennali di acquisto di energia dall'estero.

Altre informazioni

Codice in materia di protezione dei dati personali (D.L. 30/06/2003 n. 196)

Enel SpA ha redatto il Documento Programmatico sulla Sicurezza ai sensi dell'art. 34 del "Codice in materia di protezione dei dati personali" (D.Lgs. 30 giugno 2003 n.196) e provvederà ad aggiornarlo in conformità alle disposizioni di legge.

Approvazione del Bilancio

L'Assemblea ordinaria per l'approvazione del Bilancio, così come previsto dall'art. 12.2 dello Statuto di Enel SpA, è convocata entro sei mesi dalla chiusura dell'esercizio sociale.
L'utilizzo di tale termine rispetto a quello ordinario di 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, consentito dall'art. 2364, comma 2, cod. civ., è motivato dalla circostanza che la Società è tenuta alla redazione del Bilancio consolidato.

Informativa sugli strumenti finanziari

Con riferimento all'informativa sugli strumenti finanziari richiesta dall'art. 2428, comma 2, n. 6 bis cod. civ., si rinvia a quanto illustrato di seguito nelle specifiche Note di commento.

Operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della comunicazione Consob del 28 luglio 2006 la Società non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali nel corso dell'esercizio 2006.
A tal proposito, sono definite come tali le operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento possono dar luogo a dubbi sulla correttezza e/o completezza dell'informazione, al conflitto di interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, nonché alla tutela degli azionisti di minoranza.

Azioni proprie

La Società non detiene azioni proprie in portafoglio.

Operazioni con parti correlate

Per quanto attiene alle operazioni con parti correlate svolte dalla Società, si rinvia a quanto illustrato di seguito nelle specifiche Note di commento.

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti di Enel SpA

(ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. n. 58/98)

Signori azionisti,

nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2006 abbiamo svolto l'attività di vigilanza prevista dalla legge.

Anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti, riferiamo e segnaliamo quanto segue:

> abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello Statuto;

> ci sono state date dagli Amministratori, con periodicità trimestrale, informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate da Enel SpA (la Società) nonché dalle sue controllate e possiamo dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono state conformi alla legge e allo Statuto sociale e non sono state manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale. Come per gli esercizi precedenti abbiamo fatto riferimento alle indicazioni formulate, ai fini della *corporate governance*, dal Consiglio di Amministrazione e aggiornate con la delibera del 30 novembre 2005 in cui si individuano le operazioni di maggior rilievo tra quelle "aventi un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario, specie con parti correlate o altrimenti caratterizzate da un potenziale conflitto di interessi". In particolare: a) l'assunzione di finanziamenti di valore superiore a 50 milioni di euro, b) l'erogazione di finanziamenti e il rilascio di garanzie in favore di terzi di importo superiore a 25 milioni di euro, c) le acquisizioni e le alienazioni di partecipazioni societarie di valore superiore a 25 milioni di euro e d) le convenzioni (con ministeri, enti locali ecc.) che comportano impegni di spesa superiori a 25 milioni di euro;

> non abbiamo riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con parti correlate;

> nelle Note di commento al bilancio gli Amministratori indicano le principali operazioni con parti correlate – individuate sulla base dei princípi contabili internazionali – effettuate dalla Capogruppo Enel SpA nel capitolo "Informativa sulle parti correlate", cui rinviamo per quanto attiene alle caratteristiche delle operazioni e ai loro effetti economici. Sono riportate, inoltre, le modalità procedurali da adottare per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate seguendo criteri di correttezza procedurale e sostanziale; tali modalità procedurali sono state, nel mese di dicembre 2006, ulteriormente aggiornate con il "Regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate" ove si prevede, in particolare, il coinvolgimento anche del Comitato per il controllo interno nella fase di esame preventivo delle operazioni che presentano profili di rischio per la Società e per il Gruppo;

> la Società ha redatto il Bilancio dell'esercizio 2006 secondo i princípi contabili internazionali (IAS-IFRS) così come previsto dal Regolamento Europeo n. 1606/2002 e in relazione a quanto disposto dal D.Lgs. n. 38/05, con data di transizione agli IFRS-EU al 1° gennaio 2005; il bilancio contiene il documento riepilogativo degli effetti della transizione sullo Stato patrimoniale e sul Conto economico.
Il Bilancio di esercizio di Enel SpA è stato sottoposto al giudizio della Società di revisione KPMG SpA che ha presentato la propria relazione senza rilievi né richiami di informativa.
Tra i fatti di rilievo intervenuti nel corso dell'esercizio 2006 si segnala quanto segue:
  - la Società ha ceduto la partecipazione del 26,1% detenuta in Weather (controllante di Wind) per un importo complessivo di 1.962 milioni di euro, completando così l'uscita dal settore delle telecomunicazioni;
  - il Consiglio di Amministrazione della Società ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo per l'esercizio 2006 pari a 0,20 euro per azione, corrisposto nel mese di novembre 2006;
  - la Società ha ceduto l'intera partecipazione detenuta in Cise Srl, società operante nella gestione immobiliare, a Enel Servizi Srl a fronte di un importo di 358 milioni di euro;
  - si è proceduto alla fusione per incorporazione della controllata Enel Energia SpA in Enel Gas SpA e alla successiva modifica della denominazione di Enel Gas SpA in Enel Energia SpA. La società ha la missione di presidiare il mercato finale dell'energia elettrica e del gas sul territorio nazionale;

> la Società ha redatto il Bilancio consolidato 2006 del Gruppo Enel applicando i princípi contabili internazionali (IFRS/IAS) come per il precedente esercizio; il Bilancio consolidato del Gruppo Enel è stato sottoposto al giudizio della Società di revisione KPMG SpA che ha presentato la propria relazione senza rilievi né

richiami di informativa. La Società di revisione KPMG SpA ha altresì emesso le relazioni sulla revisione di tutte le Società controllate senza rilievi, attestando altresì che i bilanci dell'esercizio 2006 sono conformi alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale, finanziaria e il risultato economico delle società. I Collegi Sindacali delle controllate hanno, per quanto di rispettiva competenza, dichiarato di aver svolto la propria attività di vigilanza nel rispetto della normativa vigente e non hanno segnalato anomalie e/o rilievi, esprimendo nel contempo parere favorevole all'approvazione dei bilanci da parte delle Assemblee;

> abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'idoneità della struttura organizzativa della Società. Il modello organizzativo era stato già ridisegnato nei precedenti esercizi con un significativo grado di accentramento in previsione anche della semplificazione strutturale del Gruppo. Restano pertanto confermate le Divisioni: Mercato Italia, Infrastrutture e Reti *Italia*, *Generazione ed Energy Management Italia* e *Internazionale*; il Collegio Sindacale ritiene che il sistema organizzativo, pur nel mutevole evolversi delle esigenze operative, possa ritenersi a oggi adeguato;

> abbiamo vigilato sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del decreto legislativo n. 58/98, mediante assunzione di informazioni dai responsabili delle funzioni e incontri con la Società di revisione KPMG SpA al fine del reciproco scambio di dati e informazioni di rilievo; a tale riguardo non abbiamo osservazioni da formulare;

> abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità dello stesso a rappresentare correttamente i fatti di gestione; e ciò mediante l'ottenimento di informazioni dal responsabile della funzione, l'esame della documentazione aziendale e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione KPMG SpA; la Società ha provveduto alla nomina del "dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari" il quale dovrà attestare con apposita relazione redatta con i contenuti indicati dalla Consob (allorché da parte di quest'ultima sarà emanato il Regolamento di attuazione), da allegare al bilancio di Enel SpA e al Bilancio consolidato Gruppo Enel, (i) l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure contabili amministrative e (ii) la corrispondenza dei documenti stessi alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la loro idoneità a rappresentare correttamente la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo;

> abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno anche con periodici incontri con il preposto al controllo interno, con la partecipazione alle riunioni del Comitato per il controllo interno e con l'acquisizione della relativa documentazione. Alla luce del lavoro svolto e in assenza di criticità significative rilevate, il sistema di controllo interno è da ritenersi adeguato alla funzione affidatagli;

> abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti della Società di revisione KPMG SpA, ai sensi dell'art. 150, comma 3, D.Lgs. n. 58/98, e non sono emersi dati e informazioni significativi che meritino di essere riportati nella presente relazione;

> non sono pervenute denunce ex art. 2408 cod. civ. Sono pervenuti esposti da parte di ex dipendenti e di alcuni clienti; il Collegio ha svolto gli opportuni approfondimenti senza rilevare irregolarità da segnalare e ha comunicato l'esito delle proprie attività agli interessati;

> la Società aderisce al Codice di Autodisciplina predisposto dal Comitato per la *corporate governance* delle società quotate; nel corso dell'esercizio il Consiglio di Amministrazione ha deliberato il recepimento delle raccomandazioni formulate nella nuova edizione (del marzo 2006) del Codice di Autodisciplina delle società quotate. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, si segnala che le nuove attribuzioni riguardano: (i) il compito di vigilare sull'indipendenza della Società di revisione, (ii) la facoltà di richiedere all'*Audit* lo svolgimento di verifiche, (iii) lo scambio tempestivo di informazioni con il Comitato di controllo interno su informazioni rilevanti e (iv) la verifica della corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio di Amministrazione per valutare l'indipendenza dei propri membri e la valutazione dell'indipendenza dei propri membri in base ai criteri utilizzati per gli Amministratori. A quest'ultimo proposito, il Collegio ha per la prima volta verificato la sussistenza dei requisiti di indipendenza in capo ai Consiglieri non esecutivi, peraltro segnalando al Consiglio l'esigenza di migliorare la procedura di accertamento seguita e di affinare i relativi criteri di valutazione, anche alla luce delle utili indicazioni che potranno trarsi dall'esperienza applicativa. Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" del requisito di indipendenza dei propri componenti, il Collegio ne ha verificato la sussistenza peraltro rilevando che, limitatamente al Sindaco effettivo dott. Carlo Conte, egli possiede comunque il requisito di indipendenza previsto dal T.U.F., sebbene altrettanto non valga ai sensi del Codice di Autodisciplina;

> la Società ha adottato, sin dalla quotazione in Borsa, un apposito regolamento per la gestione e il trattamento delle informazioni riservate nonché per la comunicazione all'esterno di informazioni *price sensitive*;

> la Società, a seguito del recepimento della disciplina comunitaria in materia di *"market abuse"*, ha istituito un registro di Gruppo in cui sono iscritte le persone (fisiche e giuridiche) che hanno accesso alle informazioni privilegiate. Conseguentemente, nel corso dell'anno, la disciplina dell'*internal dealing* ha subíto modifiche in ordine a: (i) sono "soggetti rilevanti" gli azionisti in possesso di almeno il 10% del capitale della società, gli Amministratori e i Sindaci, e ulteriori n. 16 posizioni dirigenziali in quanto aventi accesso a informazioni privilegiate, (ii) gli obblighi di trasparenza trovano applicazione alle operazioni il cui controvalore raggiunga l'ammontare di 5.000 euro/anno e (iii) i c.d. "soggetti

rilevanti" (a eccezione degli azionisti col 10% del capitale sociale) devono astenersi dall'effettuare operazioni (di acquisto, vendita, sottoscrizioni e scambi) durante due *blocking period* (di circa 30 gg. ciascuno) indicati nei periodi di approvazione del bilancio e della relazione semestrale;

> la Società ha adottato un Codice Etico che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e informando i comportamenti aziendali alla trasparenza e correttezza verso gli *stakeholder*; nel corso dell'anno, il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione di un piano denominato "Tolleranza zero alla corruzione - TZC" aderendo alle iniziative di organismi mondiali (*Global Compact* dall'ONU e PACI dal *World Economic Forum*);

> con riferimento alla normativa prevista dalla *Sarbanes-Oxley Act*, che trova applicazione per effetto della quotazione delle azioni Enel presso il NYSE, la Società ha:

- provveduto a formalizzare, nell'anno 2003, in un apposito documento ("*Disclosure controls and procedures*") le procedure applicate in materia di informativa societaria (riferimento sez. 302);
- approvato, nell'anno 2004, uno specifico codice di princípi etici in materia finanziaria diretti a prevenire fenomeni di condotta illecita (riferimento sez. 406);
- realizzato, nel corso degli anni 2005 e 2006, un progetto volto a fornire un adeguato supporto alla valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria da parte del *management* (riferimento sez. 404);
- adeguato le proprie regole di *governance* individuando, nel corso dell'anno 2005, nel Collegio Sindacale l'organo preposto a svolgere in Enel SpA le funzioni di "*Audit Committee*" previste dalla normativa statunitense applicabile e che comporta ruoli e compiti a integrazione delle funzioni di vigilanza al Collegio stesso già demandate dalla normativa italiana (riferimento sez. 301);

> con riferimento al decreto legislativo 8 giugno 2001 n. 231, la Società ha adottato (dal 2002) un modello organizzativo e gestionale i cui contenuti risultano coerenti con le linee guida elaborate dalle associazioni di categoria e con la *best practice* internazionale. Il modello si compone attualmente di una "parte generale" e di due distinte "parti speciali" concernenti alcune tipologie di reati. Nel corso dell'esercizio 2006 si è proceduto all'inserimento nel modello di nuove "parti speciali" concernenti i reati con finalità di terrorismo, quelli contro la personalità individuale e quelli in materia di abusi di mercato, unitamente alla revisione delle parti generali e speciali già in atto;

> alla Società di revisione contabile KPMG SpA sono stati conferiti dalla Società ulteriori incarichi per un importo complessivo pari a 3.716.228 euro (IVA esclusa), riferiti alle seguenti attività:

- revisione Bilancio sostenibilità	euro	104.960
- adozione princípi contabili internazionali IFRS/IAS	euro	6.500
- modelli fiscali 770 e Unico	euro	5.000

- revisione contabile del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria - 404 SOA euro 3.429.768
- *Comfort Letter* GMTN euro 55.000
- Semestrale consolidata e *Annual Report* KANTO euro 115.000

> nel corso dell'esercizio 2006 il Collegio Sindacale non ha rilasciato pareri ex art. 2389, comma 3, cod. civ.;

> l'attività di vigilanza del Collegio Sindacale nell'esercizio 2006 è stata svolta in sedici riunioni e con la partecipazione alle sedici riunioni del Consiglio di Amministrazione, e alle otto riunioni tenute dal Comitato per il controllo interno. Nel corso di detta attività e sulla base delle informazioni ottenute dalla Società di revisione KPMG SpA non sono stati rilevati omissioni e/o fatti censurabili e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione agli organi di controllo ovvero menzione nella presente relazione.

Il Collegio Sindacale, a seguito dell'attività di vigilanza svolta e in base a quanto emerso nello scambio di dati e informazioni con la Società di revisione KPMG SpA, Vi propone di approvare il bilancio al 31 dicembre 2006 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Signori azionisti,
con l'Assemblea per la quale siete stati convocati viene a scadere il nostro mandato e pertanto Vi invitiamo a provvedere al rinnovo del Collegio Sindacale.
Vi ringraziamo per la fiducia fin qui accordataci.

Il Collegio Sindacale

Roma, 2 maggio 2007

Relazione della società di revisione ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Agli Azionisti
dell'ENEL S.p.A.

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto degli utili e delle perdite rilevati in bilancio, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, dell'ENEL S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2006. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori dell'ENEL S.p.A.. È nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile. Il suddetto bilancio d'esercizio è stato preparato per la prima volta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Il bilancio d'esercizio presenta ai fini comparativi i dati corrispondenti dell'esercizio precedente predisposti in conformità ai medesimi principi contabili. Inoltre, l'allegato al bilancio "Transizione di Enel Spa ai principi contabili internazionali (IFRS)" illustra gli effetti della transizione agli IFRS adottati dall'Unione Europea ed include le informazioni relative ai prospetti di riconciliazione previsti dal principio contabile internazionale IFRS 1, precedentemente approvati dal Consiglio di Amministrazione e pubblicati in appendice alla relazione semestrale al 30 giugno 2006, da noi assoggettati a revisione contabile, per i quali si fa riferimento alla relazione di revisione da noi emessa in data 13 settembre 2006.

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio dell'ENEL S.p.A.al 31 dicembre 2006 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 del 28 febbraio 2005; 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 dell'ENEL S.p.A. per l'esercizio chiuso a tale data.

4 Come indicato nella nota integrativa, ENEL S.p.A. detiene partecipazioni di controllo e, in ottemperanza alla vigente normativa, ha redatto il bilancio consolidato di Gruppo. Tale bilancio rappresenta un'integrazione del bilancio d'esercizio ai fini di un'adeguata informazione sulla situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della Società e del Gruppo. Il bilancio consolidato è stato da noi esaminato e lo stesso, con la relativa relazione della società di revisione, viene presentato in apposito e separato fascicolo.

Roma, 9 aprile 2007

KPMG S.p.A.

Bruno Mastrangelo
Socio

Glossario

Cash generating unit

Unità generatrice di flussi finanziari: più piccolo gruppo identificabile di attività che genera flussi finanziari in entrata ampiamente indipendenti dai flussi finanziari in entrata generati da altre attività o gruppi di attività.

Deemed cost

Sostituto del costo: importo utilizzato come sostituto del costo o del costo ammortizzato a una data predeterminata. I successivi ammortamenti devono essere calcolati in base alla presunzione che l'entità aveva inizialmente rilevato l'attività o la passività a tale data predeterminata e che il costo coincideva, sempre in tale data, con il sostituto del costo.

Discontinued operation e continuing operation

Attività operativa cessata. Un componente di entità che è stato dismesso o classificato come posseduto per la vendita e:

> rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività;

> fa parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività;

> è una controllata acquisita esclusivamente in funzione di una rivendita.

Le *continuing operation* si riferiscono alle attività non cessate e non destinate alla vendita

Fair value

Valore equo: corrispettivo al quale un'attività può essere scambiata, o una passività estinta, in una libera transazione fra parti consapevoli e disponibili.

Impairment loss

Perdita durevole di valore: ammontare per il quale il valore contabile di un'attività eccede il valore recuperabile.

Ke

Rappresenta il costo opportunità dell'azionista ed è valutato incrementando il rendimento delle attività prive di rischio con il premio aggiuntivo atteso dagli investitori nel capitale di rischio dell'impresa.

Società a Destinazione Specifica (società veicolo)

Società costituite da una società sponsor per raggiungere un obiettivo specifico e ben definito.

Weighted Average Cost of Capital (WACC)

Rappresenta la media ponderata del costo delle forme di finanziamento, capitale di rischio e debito, presenti nella specifica impresa, generalmente calcolata sulla base di una struttura finanziaria corrente o ideale di medio-lungo periodo.

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

Conto economico

Euro	Note	2006		2005	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.a	1.113.828.317	960.310.598	1.079.473.896	1.043.342.104
Altri ricavi	5.b	72.350.590	8.831.482	26.215.412	12.308.060
	[Subtotale]	*1.186.178.907*		*1.105.689.308*	
Proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative	6	**189.666.244**	**43.272.895**	**1.487.308.114**	
Costi					
Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo	7.a	621.251.511	28.872.760	606.920.980	93.754
Servizi e godimento beni di terzi	7.b	252.694.874	91.374.594	210.732.682	68.859.590
Costo del personale	7.c	87.414.476	88.490	91.056.802	80.238
Ammortamenti e perdite di valore	7.d	24.782.569		195.561.385	
Altri costi operativi	7.e	39.450.208	52.586.815	175.985.778	16.995.828
	[Subtotale]	*1.025.593.638*		*1.280.257.627*	
Risultato operativo		**350.251.513**		**1.312.739.795**	
Proventi da partecipazioni	8	3.074.372.929	3.074.254.685	1.563.108.202	1.542.416.554
Proventi finanziari	9	778.147.939	454.879.948	638.957.642	458.132.500
Oneri finanziari	9	788.205.121	213.897.869	832.990.523	288.281.018
Risultato prima delle imposte		**3.414.567.260**		**2.681.815.116**	
Imposte	10	67.854.991		(13.681.377)	
RISULTATO NETTO D'ESERCIZIO		**3.346.712.269**		**2.695.496.493**	

Stato patrimoniale

Euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2006**		**al 31.12.2005**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Attività materiali	11	8.991.949		11.765.066	
Attività immateriali	12	13.427.007		13.958.647	
Attività per imposte anticipate	13	192.162.474		537.063.453	
Partecipazioni	14	15.634.489.789		17.676.507.924	
Attività finanziarie non correnti	15	2.748.636.273	1.772.086.195	1.850.127.329	1.846.749.434
Altre attività non correnti	16	27.060.663		350.127.654	
	[Totale]	**18.624.768.155**		**20.439.550.073**	
Attività correnti					
Crediti commerciali	17	262.774.449	254.221.863	259.712.489	234.382.811
Crediti per imposte sul reddito	18	199.640.272		276.689.182	
Attività finanziarie correnti	19	6.073.721.518	6.046.596.410	5.676.610.871	5.610.736.809
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	20	77.793.567		45.529.634	
Altre attività correnti	21	615.431.126	233.012.144	1.076.511.610	391.454.314
	[Totale]	**7.229.360.932**		**7.335.053.786**	
TOTALE ATTIVITÀ		**25.854.129.087**		**27.774.603.859**	

Euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2006**		**al 31.12.2005**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto	22				
Capitale sociale		6.176.196.279		6.157.071.646	
Altre riserve		4.491.356.335		4.331.332.225	
Utili/(Perdite) accumulati		1.821.056.735		3.010.150.755	
Risultato netto d'esercizio [1]		2.111.542.789		1.526.093.374	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**14.600.152.138**		**15.024.648.000**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	23	8.165.363.974	571.408.858	7.154.801.274	
TFR e altri benefici ai dipendenti	24	429.513.976		440.139.016	
Fondo rischi e oneri	25	41.786.693		867.869.972	
Passività per imposte differite	26	46.856.668		111.681.296	
Passività finanziarie non correnti	27	73.569.179		99.681.821	
	[Totale]	**8.757.090.490**		**8.674.173.379**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	28	990.624.419	549.415.095	1.967.516.061	1.214.822.421
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	23	84.967.796		677.868.402	
Debiti commerciali	29	423.348.433	99.742.848	357.364.422	50.858.294
Passività finanziarie correnti	30	349.603.154	75.486.744	418.813.227	32.139.512
Altre passività correnti	31	648.342.656	221.716.622	654.220.368	491.350.412
	[Totale]	**2.496.886.459**		**4.075.782.480**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**25.854.129.087**		**27.774.603.859**	

(1) Al netto dell'acconto su dividendi pari a 1.235,1 milioni di euro (1.169,4 milioni di euro per l'esercizio 2005).

Rendiconto finanziario

Euro	Note	al 31.12.2006	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2005	*di cui con parti correlate*
Risultato d'esercizio		**3.346.712.269**		**2.695.496.493**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti di attività materiali e immateriali	7.d	16.752.569		12.804.123	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta		(6.534.224)	447.783	3.906.983	(320.901)
Accantonamenti ai fondi		33.358.292		296.436.752	182.757.262
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	8	(3.074.372.929)	(3.074.372.929)	(1.542.514.954)	(1.542.514.954)
Proventi/(Oneri) finanziari netti		16.591.406	(240.977.045)	190.125.898	(169.818.568)
Imposte sul reddito	10	67.854.991		(13.681.378)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(215.116.372)	(43.272.895)	(1.512.787.567)	
***Cash flow* da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto**		**185.246.002**		**129.786.350**	
Incremento/(Decremento) fondi		(820.250.637)		(89.205.690)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	17	(3.061.961)	(19.839.053)	(25.903.915)	4.879.482
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		1.613.176.772	129.337.642	(1.784.583.996)	290.734.992
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	29	65.984.011	49.841.069	166.915.604	6.652.788
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		377.440.549	244.854.694	387.425.131	245.073.983
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(548.041.950)	(71.599.547)	(237.927.434)	(244.311.376)
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	8	3.074.372.929	3.074.372.929	1.542.514.954	1.542.514.954
Imposte pagate (consolidato fiscale)		(564.432.077)		1.374.796.789	
***Cash flow* da attività operativa (a)**		**3.380.433.638**		**1.463.817.793**	
Investimenti in attività materiali e immateriali	11-12	(13.447.811)		(11.272.746)	
Investimenti in partecipazioni	14	(356.874.973)	(356.874.973)	(1.886.910.000)	(1.414.170.000)
Cessioni di partecipazioni	14	1.686.000.000	358.000.000	1.925.818.480	1.336.003.380
***Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento (b)**		**1.315.677.216**		**27.635.734**	
Finanziamenti a lungo termine assunti nel periodo	23	1.086.572.165	571.408.858	1.197.004.033	
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	23	(678.094.409)		(2.623.985.248)	(406.078.064)
Variazione netta dei debiti finanziari a lungo		84.534.289	84.534.289	1.977.092.439	
Variazione netta dei debiti finanziari a breve		(1.314.328.059)	(983.256.456)	1.027.650.213	2.590.601.308
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	22	(3.950.400.107)		(3.382.949.697)	
Aumento di capitale e riserve per esercizio *stock option*	22	107.869.200		338.883.763	
***Cash flow* da attività di finanziamento (c)**		**(4.663.846.921)**		**(1.466.304.497)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		**32.263.933**		**25.149.030**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	20	45.529.634		20.380.604	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio		**77.793.567**		**45.529.634**	

Prospetto degli utili e delle perdite rilevati in bilancio

Euro	Note		
		2006	**2005**
Quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari		35.599.769	39.347.734
Variazione di *fair value* degli investimenti finanziari destinati alla vendita		28.886.015	175.572.402
Risultato dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto	22	64.485.784	214.920.136
Risultato dell'esercizio rilevato a Conto economico		3.346.712.269	2.695.496.493
TOTALE UTILI E (PERDITE) RILEVATI NELL'ESERCIZIO		**3.411.198.053**	**2.910.416.629**

Note di commento

1. Forma e contenuto del Bilancio

A seguito dell'emanazione del Regolamento CE n. 1606/2002 e in relazione a quanto disposto dal decreto legislativo attuativo n. 38/2005, a partire dall'esercizio 2006 le società emittenti strumenti finanziari ammessi alla negoziazione in mercati regolamentati devono redigere il bilancio di esercizio secondo i princípi contabili internazionali. Pertanto Enel SpA, a partire dall'esercizio 2006, adotta i princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS o *International Financial Reporting Standards* - IFRS), le interpretazioni emanate dall'International *Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC) omologati dall'Unione Europea (nel seguito IFRS-EU), con data di transizione agli IFRS-EU al 1° gennaio 2005. L'ultimo Bilancio di esercizio di Enel SpA redatto secondo i princípi contabili italiani è relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2005.

I dati comparativi del corrispondente esercizio 2005 sono stati rideterminati applicando gli IFRS-EU.

La data di transizione agli IFRS è il 1° gennaio 2005, e, come consentito dall'IFRS 1, tenuto conto che la Capogruppo ha adottato i princípi contabili internazionali prima nel Bilancio consolidato e successivamente nel bilancio separato, tutte le attività e passività sono state iscritte agli stessi importi in entrambi i bilanci, salvo che per le rettifiche di consolidamento.

In allegato viene riportato un documento riepilogativo degli effetti della transizione agli IAS/IFRS. Tale documento evidenzia, in particolare, gli effetti sullo Stato patrimoniale al 1° gennaio 2005 e al 31 dicembre 2005, nonché gli effetti sul Conto economico dell'esercizio 2005. Si riporta, inoltre, il prospetto di riconciliazione del patrimonio netto e del relativo utile di periodo predisposti, alle date sopra indicate, secondo i princípi contabili italiani con i corrispondenti valori secondo i princípi contabili internazionali.

Il presente bilancio è assoggettato a revisione contabile da parte di KPMG SpA.

Enel SpA, che opera nel settore dell'energia elettrica e del gas, ha la forma giuridica di società per azioni e ha sede in Roma, viale Regina Margherita 137.
Enel SpA, in qualità di Capogruppo, ha predisposto il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2006, presentato in apposito e separato fascicolo.
Gli Amministratori in data 27 marzo 2007 hanno autorizzato la pubblicazione del presente Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2006.

Conformità agli IFRS/IAS

Il presente bilancio relativo al periodo chiuso al 31 dicembre 2006 è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS o *International Financial Reporting Standards* - IFRS) e alle relative interpretazioni dell'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dello *Standing Interpretations Committee* (SIC) omologati dall'Unione Europea alla suddetta data, nel prosieguo definiti IFRS-EU, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

I princípi e criteri contabili applicati al presente bilancio sono conformi a quelli adottati nella predisposizione secondo gli IFRS-EU dei saldi di apertura al 1° gennaio 2005, del Conto economico dell'esercizio 2005 e dello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2005 come indicato nel documento "Transizione ai princípi contabili internazionali (IFRS)", cui si rinvia anche per le scelte adottate dalla Società in sede di prima applicazione.

Base di presentazione

Il Bilancio di esercizio è costituito dallo Stato patrimoniale, dal Conto economico, dal Rendiconto finanziario, dal Prospetto degli utili e delle perdite rilevati in bilancio e dalle relative Note di commento.
Nello Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività possedute per la vendita. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.
Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, mentre il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto.
La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'euro (valuta funzionale della Società) e i valori riportati nelle Note di commento sono espressi in milioni di euro, salvo quando diversamente indicato.
Il bilancio è redatto applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle

voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci.

Gli schemi dello Stato patrimoniale, del Conto economico e del Rendiconto finanziario evidenziano le transazioni con parti correlate, intendendosi principalmente quelle transazioni con le società che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante; le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel SpA e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano i Sindaci di Enel SpA, i dirigenti con responsabilità strategiche, e i loro stretti familiari, di Enel SpA e delle società da questa direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali Enel SpA esercita un'influenza notevole. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Uso di stime

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede l'effettuazione di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e le relative ipotesi si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e vengono adottate quando il valore contabile delle attività e delle passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime. Le stime sono utilizzate per rilevare gli accantonamenti per rischi su crediti, gli ammortamenti, le perdite di valore di attivo, i benefici ai dipendenti, le imposte e altri accantonamenti e fondi. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la stessa interessi solo quel periodo. Nel caso in cui la revisione interessi periodi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nel periodo in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

2. Princípi contabili e criteri di valutazione

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio. Le differenze cambio

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

Partecipazioni in società controllate, collegate e a controllo congiunto

Per società controllate si intendono tutte le società su cui Enel SpA ha il potere di determinare, direttamente o indirettamente, le politiche finanziarie e operative al fine di ottenere i benefici derivanti dalle loro attività. Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali la Società ha un'influenza notevole. Per società a controllo congiunto si intendono tutte le società nelle quali Enel SpA esercita un controllo con altre entità. Nel valutare l'esistenza del controllo, dell'influenza notevole e del controllo congiunto, si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili.
Tali partecipazioni sono valutate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite durevoli di valore; queste sono successivamente ripristinate, qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.
Nel caso in cui la perdita di pertinenza della società ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia impegnata ad adempiere obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo.

Attività materiali

Le attività materiali, riferite principalmente alle migliorie su beni di terzi, sono rilevate al costo storico, comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato. Gli oneri finanziari relativi a finanziamenti connessi all'acquisto delle attività materiali vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.
I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati come un aumento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo sostenuto per la sostituzione di una parte di un elemento delle attività materiali affluiranno alla Società e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.
Le attività materiali sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito.
L'ammortamento è calcolato in quote costanti in base alla vita utile stimata del

bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata delle principali attività materiali è la seguente:

	Vita utile
Migliorie su beni di terzi	Minore tra il termine del contratto di locazione e vita utile residua
Fabbricati civili	40 anni
Attrezzature industriali e commerciali	4 anni

Attività immateriali

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

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso. Le attività immateriali sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità di seguito descritte.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente.

L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso.

Le attività immateriali si riferiscono essenzialmente a licenze di uso di *software* con vita utile prevista pari a 3 anni.

Perdite di valore delle attività

Le attività materiali e immateriali con vita utile definita 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, relativo alle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, è stimato almeno annualmente.

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

Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività.

Una perdita di valore è riconosciuta nel Conto economico qualora il valore di

iscrizione dell'attività cui essa è allocata sia superiore al suo valore recuperabile. Una perdita di valore di un'attività viene ripristinata quando vi è un'indicazione che la perdita di valore si sia ridotta o non esista più o quando vi è stato un cambiamento nelle valutazioni utilizzate per determinare il valore recuperabile.

Strumenti finanziari

Titoli di debito

I titoli di debito per cui esiste l'intenzione e la capacità di mantenerli sino alla scadenza sono iscritti alla "data di negoziazione" e, al momento della prima iscrizione in bilancio, sono valutati al *fair value*, inclusivo dei costi accessori alla transazione stessa; successivamente sono valutati al costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo, al netto di eventuali perdite di valore.
Le 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.
Per i titoli valutati al *fair value* con contropartita il patrimonio netto (titoli disponibili per la vendita), quando una riduzione di *fair value* è stata rilevata direttamente nel patrimonio netto e sussistono evidenze oggettive che i predetti titoli abbiano subíto una riduzione di valore, la perdita cumulata viene stornata e rilevata a Conto economico.
Per i titoli valutati al costo ammortizzato (finanziamenti e crediti o investimenti posseduti sino alla scadenza), l'importo della perdita è pari alla differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse effettivo originario.
I titoli di debito detenuti a scopo di negoziazione (*Held for Trading*) e designati al *fair value* a Conto economico al momento della rilevazione iniziale (*Fair Value through Profit or Loss*) sono iscritti inizialmente al *fair value* e le successive variazioni dello stesso sono rilevate a Conto economico.

Partecipazioni in altre imprese e altre attività finanziarie

Le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e *joint venture* e le altre attività finanziarie sono valutate al *fair value* con imputazione di eventuali utili o perdite direttamente a patrimonio netto (se classificate come "disponibili per la vendita") o a Conto economico (se classificate come "*fair value* con imputazione a Conto economico"). Al momento della cessione delle attività classificate come "disponibili per la vendita" gli utili e le perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a Conto economico.
Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni in altre imprese sono iscritte al costo rettificato per eventuali perdite di valore, il cui effetto è riconosciuto nel Conto economico. Tali perdite di valore sono misurate come differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri

attualizzati al tasso di interesse di mercato di attività finanziarie simili e non sono successivamente ripristinate.
Le riduzioni di valore cumulate, relative alle partecipazioni in altre imprese valutate al *fair value* con contropartita il patrimonio netto, pari alla differenza tra il costo di acquisto e il *fair value* corrente, ridotta di qualsiasi perdita già rilevata a Conto economico, sono stornate dal patrimonio netto e rilevate a Conto economico.
Le altre attività classificate nell'ambito dei "finanziamenti e crediti" sono inizialmente rilevate al *fair value* rettificato dei costi di transazione e successivamente valutate al costo ammortizzato utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo, al netto di eventuali perdite di valore.

Crediti commerciali

I crediti commerciali sono iscritti al costo ammortizzato, al netto di eventuali perdite di valore. Le perdite di valore sono determinate sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, attualizzati sulla base del tasso di interesse effettivo originale.
I crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

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

Debiti commerciali

I debiti commerciali sono iscritti 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 alla data di negoziazione al *fair value* e sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'elemento coperto è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata.

La rilevazione del risultato della valutazione al *fair value* è funzione della tipologia di *hedge accounting* posta in essere:

> *fair value hedge*: quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura, le relative variazioni del *fair value* sono imputate a Conto economico; coerentemente, gli adeguamenti al *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura sono anch'essi rilevati a Conto economico;

> *cash flow hedge*: quando gli strumenti derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti coperti, le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace; gli utili o le perdite accumulate sono successivamente riversate dal patrimonio netto e imputate a Conto economico coerentemente con gli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

La porzione di *fair value* dello strumento di copertura qualificata come non efficace è imputata direttamente a Conto economico nella voce "Proventi/(Oneri) finanziari netti". Le variazioni del *fair value* dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura ai sensi degli IFRS-EU sono rilevate a Conto economico. Il *fair value* è determinato in base alle quotazioni ufficiali utilizzate per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Per gli strumenti non scambiati in mercati regolamentati il *fair value* è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi sulla base della curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine periodo.

Benefíci per i dipendenti

La passività relativa ai benefíci riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e relativa a programmi a benefíci definiti o altri benefíci a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa, iscritta al netto delle eventuali attività a servizio del piano, è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefíci 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.
Tutti gli utili e le perdite attuariali alla data di transizione agli IFRS sono stati rilevati in bilancio. Successivamente gli utili o le perdite attuariali cumulati superiori al 10% del maggiore tra il valore attuale dell'obbligazione a benefíci 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 la Società si sia impegnata in modo comprovabile e senza realistiche possibilità di recesso, con un dettagliato piano formale, alla conclusione anticipata,

ossia prima del raggiungimento dei requisiti per il pensionamento, del rapporto di lavoro, i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro sono rilevati come costo e sono valutati sulla base del numero di dipendenti che si prevede accetteranno l'offerta.

Operazioni di pagamento basate sulle azioni

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 lungo il periodo di maturazione dei diritti concessi, tenendo conto della migliore stima possibile del numero di opzioni che diverranno 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 stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'ammontare è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è rilevato a Conto economico come onere finanziario.

Le variazioni di stima sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione e sono classificate nella stessa voce che ha accolto il relativo accantonamento.

Ricavi

Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

> i ricavi per vendita di energia elettrica si riferiscono ai quantitativi erogati nel periodo, ancorché non fatturati. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i relativi vincoli previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in vigore nel corso del periodo di riferimento;

> i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di

completamento delle attività. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati.

Proventi e oneri finanziari

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

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, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti nel bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti in vigore o sostanzialmente in vigore alla data di riferimento.
L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.
La recuperabilità delle attività per imposte anticipate viene riesaminata a ogni chiusura di periodo.
Le imposte relative a componenti rilevati direttamente a patrimonio netto sono imputate anch'esse a patrimonio netto.

3. Princípi contabili di recente emanazione

Princípi non ancora adottati e non ancora applicabili

L'Unione Europea nel corso dell'esercizio 2006 ha omologato e pubblicato i seguenti nuovi princípi contabili, modifiche e interpretazioni a integrazione di quelli esistenti approvati e pubblicati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC).

> Emendamento allo IAS 1 "Presentazione di bilancio: Informazioni relative al Capitale": tale documento richiede maggiori informazioni in relazione a obiettivi, politiche e processi nella gestione del capitale. Tale principio già recepito dall'Unione Europea deve essere applicato a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2007 o da data successiva. L'applicazione di tale principio non comporterà alcun effetto per Enel.

> IFRS 7 "Strumenti finanziari: informazioni integrative": tale principio ha integrato i criteri per la rilevazione, la valutazione e l'esposizione in bilancio delle attività e passività finanziarie trattate nello IAS 32 "Strumenti finanziari: esposizione in bilancio e informazioni integrative" e nello IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" e ha sostituito lo IAS 30 "Informazioni richieste nel bilancio delle banche e degli Istituti finanziari". L'IFRS 7 richiede informazioni integrative riguardanti la significatività degli strumenti finanziari rispetto alle *performance* economiche e alla posizione finanziaria della società, nonché una descrizione degli obiettivi, delle politiche e delle procedure poste in atto dal *management* al fine di gestire i rischi connessi agli strumenti finanziari. Tale principio già recepito dall'Unione Europea deve essere applicato a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2007 o da data successiva. Enel sta valutando l'impatto in termini di informativa di tale nuovo principio.

> IFRIC 7 "Applicazione del metodo della rideterminazione secondo lo IAS 29 Informazioni contabili in economie iperinflazionate": l'interpretazione in oggetto, recepita dall'Unione Europea, è efficace a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dal 1° marzo 2006 o data successiva. Stabilisce che l'entità deve applicare le disposizioni dello IAS 29 nell'esercizio in cui è constatata l'esistenza di iperinflazione nell'economia della sua valuta funzionale, come se l'economia fosse stata sempre iperinflazionata. L'applicazione di tale principio non comporterà per Enel alcun effetto.

> IFRIC 8 "Ambito di applicazione dell'IFRS 2": l'interpretazione in oggetto definisce se l'IFRS 2 si applichi alle operazioni nelle quali l'entità non può identificare specificamente una parte o la totalità dei beni o dei servizi ricevuti. La questione affrontata nella presente interpretazione dispone che, nel caso in cui il corrispettivo identificabile ricevuto sia inferiore al *fair value* degli strumenti di capitale assegnati o delle passività sostenute, i beni/servizi non identificabili ricevuti (o che saranno ricevuti) devono essere valutati, alla data di assegnazione, in misura pari alla differenza tra il *fair value* del pagamento basato in azioni e il *fair value* dei beni/servizi ricevuti (o che saranno ricevuti). Relativamente a tale interpretazione, già recepita dall'Unione Europea ed efficace a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dopo il 1° maggio 2006 o data successiva, Enel ritiene che la sua applicazione non comporterà impatti significativi sui propri valori di bilancio.

> IFRIC 9 "Rivalutazione dei derivati incorporati": tale interpretazione stabilisce che la società deve valutare se i derivati incorporati siano da rilevare separatamente dal

contratto primario al momento in cui diventano parte del contratto. La successiva rivalutazione delle condizioni per la rilevazione separata non è ammessa, salvo non derivi da una rivisitazione del contratto sottostante che modifichi significativamente i relativi flussi finanziari. Relativamente a tale interpretazione, già recepita dall'Unione Europea ed efficace a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dopo il 1° giugno 2006 o data successiva, Enel ritiene che la sua applicazione non comporterà impatti significativi sui propri valori di bilancio.

Princípi di prima adozione e applicabili

> Emendamento allo IAS 19 "Benefíci per i dipendenti": le principali modifiche riguardano l'opzione per il trattamento alternativo degli utili e delle perdite attuariali. Tale emendamento è efficace a partire dal 1° gennaio 2006. Enel, che attualmente applica la regola del *corridor*, ha deciso di non avvalersi della facoltà introdotta da tale emendamento.

> *Modifiche e aggiunte di alcuni paragrafi allo* IAS 21 "Effetti delle variazioni dei cambi delle valute estere", applicabili a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2006 o da data successiva, che modificano la rilevazione contabile delle differenze cambio connesse a elementi monetari di una gestione estera di un'entità e integrano la definizione di investimento netto in una gestione estera. Non si rilevano impatti dall'applicazione del predetto principio contabile.

> Emendamenti allo IAS 39 e all'IFRS 4 che prevedono variazioni nel trattamento contabile delle garanzie emesse. Tali modifiche sono relative principalmente alla contabilizzazione dei "contratti finanziari di garanzia" diversi dai contratti identificati quali "contratti di assicurazione". Tale emendamento è efficace a partire dal 1° gennaio 2006 e per Enel la sua adozione non ha avuto effetti significativi sul patrimonio netto e sul risultato di esercizio.

> Emendamento allo IAS 39 "Strumenti finanziari rilevazione e valutazione": consente la designazione delle operazioni programmate infragruppo. Nello specifico la modifica allo IAS 39 permette, in talune circostanze, di designare, quale elemento coperto nel bilancio consolidato, un'operazione infragruppo programmata denominata in valuta estera. Tale emendamento prevede, inoltre, che se la copertura di un'operazione infragruppo programmata rispetta i princípi dell'*hedge accounting*, gli utili e le perdite rilevate direttamente a patrimonio netto secondo le regole dello IAS 39 devono essere rilasciati a Conto economico nell'esercizio in cui il rischio di cambio dell'operazione coperta manifesta i suoi effetti sul Conto economico consolidato. L'applicazione di tale principio per Enel non ha avuto effetti;

> Emendamento allo IAS 39 "Strumenti finanziari rilevazione e valutazione": limita l'uso dell'opzione del valore equo (*fair value option*). Le modifiche riguardano le definizioni di strumenti finanziari contabilizzati al *fair value* a Conto economico, limitandone quindi l'identificazione a specifici strumenti finanziari con determinate caratteristiche. Tale emendamento è efficace a partire dal 1° gennaio 2006 e per Enel

la sua adozione non ha avuto effetti sul patrimonio netto e sul risultato di esercizio.

> IFRIC 4 "Determinare se un accordo contiene un *leasing*": l'interpretazione stabilisce le linee guida per individuare se, nella sostanza, un contratto si configuri come contratto di *leasing*, così come definito dallo IAS 17. Tale emendamento è efficace a partire da 1° gennaio 2006. In particolare, per determinare se un accordo è, o contiene, un *leasing* l'impresa deve basarsi sulla sostanza dell'operazione e verificare se l'accordo: (a) prevede esplicitamente o implicitamente l'utilizzo di un'attività specifica o più attività senza il quale una delle parti dell'accordo non sarebbe in grado di adempiere ai propri impegni contrattuali; (b) trasferisce il diritto a utilizzare dette attività. L'applicazione di tale principio per Enel non ha avuto effetti.

> IFRIC 5 "Diritti derivanti da interessenze in fondi per smaltimenti, ripristini e bonifiche ambientali", efficace dal 1° gennaio 2006. Tale interpretazione definisce i criteri di rilevazione e valutazione della partecipazione a fondi costituiti al fine di finanziare le operazioni di smantellamento che presentano le seguenti caratteristiche: (a) le attività del fondo sono possedute e gestite da un'entità legale separata dall'impresa; (b) l'impresa partecipante al fondo ha un diritto limitato di accesso alle attività del fondo. Il partecipante rileva separatamente la propria obbligazione a pagare i costi di smantellamento e la propria interessenza al fondo. Quest'ultima deve essere valutata al minore tra: (a) l'importo dell'obbligazione di smantellamento rilevata; e (b) l'interessenza del partecipante nel *fair value* (valore equo) delle attività nette del fondo attribuibile ai partecipanti. Le variazioni nel valore contabile del diritto a ricevere un rimborso diverso dai contributi e dai pagamenti del fondo devono essere rilevati a Conto economico nell'esercizio in cui queste variazioni si verificano. Nel caso in cui l'interessenza nel fondo sia tale da consentire di esercitare il controllo, un'influenza notevole o il controllo congiunto del fondo, l'interessenza nel fondo è rilevata, rispettivamente, come una partecipazione controllata, collegata o una *joint venture*. L'applicazione di tale principio per Enel non ha avuto effetti.

> IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie", applicabile a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2006 o da data successiva. Stabilisce il trattamento contabile da applicare alle attività di esplorazione e di valutazione. Le predette attività devono essere classificate come materiali o immateriali secondo la natura delle attività acquisite e coerentemente esposte in bilancio. L'applicazione di tale principio per Enel non ha avuto effetti.

4. Gestione del rischio

Rischio mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel SpA 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 minimizzare tali rischi Enel SpA stipula contratti derivati a copertura sia di specifiche operazioni sia di esposizioni complessive, avvalendosi degli strumenti offerti dal mercato. Le operazioni che, nel rispetto delle politiche di gestione del rischio, soddisfano i requisiti imposti dai princípi contabili per il trattamento in *hedge accounting* sono designate "di copertura", mentre quelle che non soddisfano i requisiti richiesti dai princípi contabili di riferimento 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) attualizzando 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 periodo forniti dalla Banca Centrale Europea. Per i contratti relativi a *commodity,* la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercato sia regolamentati sia non regolamentati.
Le attività e passività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati sono classificate in:

> derivati di *cash flow hedge*, relativi prevalentemente alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile;
> derivati di *trading*, relativi alla copertura del rischio tasso cambio e *commodity* che non presentano i requisiti formali richiesti dallo IAS 39 per essere contabilizzati quali operazioni di copertura di specifiche attività, passività, impegni o transazioni future.

Le tecniche di valutazione relative ai derivati in essere alla fine dell'esercizio non sono variate rispetto a quelle adottate alla fine dell'esercizio precedente. Pertanto, gli effetti a Conto economico e a patrimonio netto di dette valutazioni sono essenzialmente riconducibili alle normali dinamiche di mercato.

Rischio tasso di interesse

Con l'obiettivo di ridurre l'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di ridurre il costo della provvista, vengono utilizzate varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap*, *interest rate collar* e *swaption*.

Tali contratti di norma 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.

Il valore di mercato complessivo dei derivati su tassi di interesse di *cash flow hedge*, al 31 dicembre 2006, risulta negativo per 62 milioni di euro (negativo per 110 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Nella successiva tabella sono indicati i proventi/(oneri) finanziari netti attesi nei prossimi anni connessi a tali derivati, nonché le relative variazioni attese risultanti da un incremento e da un decremento del 10% dei tassi di interesse di mercato. Le variazioni effettive dei tassi di interesse di mercato possono differire dalle variazioni ipotizzate.

Proventi/(Oneri) finanziari netti attesi su derivati su tasso di interesse di *cash flow hedge*

Milioni di euro

	2007	2008	2009	2010	2011	Oltre
Tassi correnti diminuiti del 10%	(13)	(35)	(3)	(4)	(3)	(45)
Tassi correnti al 31.12.2006	(10)	(31)	(1)	(1)	(1)	(34)
Tassi correnti aumentati del 10%	(7)	(26)	2	1	1	(23)

Il valore di mercato dei derivati su tassi di interesse di *trading*, al 31 dicembre 2006, risulta negativo per 19 milioni di euro (negativo per 37 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Nella successiva tabella sono indicati i proventi/(oneri) finanziari netti attesi nei prossimi anni connessi a tali derivati, nonché le relative variazioni attese risultanti da un incremento e da un decremento del 10% dei tassi di interesse di mercato:

Proventi/(Oneri) finanziari netti attesi su derivati su tasso di interesse di *trading*

Milioni di euro

	2007	2008	2009	2010	2011	Oltre
Tassi correnti diminuiti del 10%	(21)	(19)	(18)	(14)	(12)	(25)
Tassi correnti al 31.12.2006	(15)	(10)	(10)	(7)	(6)	(5)
Tassi correnti aumentati del 10%	(8)	(1)	(2)	-	-	15

Rischio tasso di cambio

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in divisa estera, vengono utilizzate varie tipologie di contratti derivati su cambi e in particolare contratti *forward* e *option*.

Anche 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 dell'euro verso le altre valute, è interamente bilanciata da una corrispondente variazione del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

Il valore di mercato complessivo dei derivati su tasso di cambio di *trading*, al 31

dicembre 2006, risulta negativo per 2 milioni di euro (negativo per 3 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Nella successiva tabella sono indicati i proventi/(oneri) finanziari netti attesi (tutti nel 2007) connessi a tali derivati, nonché le relative variazioni attese risultanti da un apprezzamento e da un deprezzamento del 10% dell'euro nei confronti delle altre valute rilevanti:

Proventi/(Oneri) finanziari netti attesi su derivati su tassi di cambio di *trading*

Milioni di euro

	2007	2008	2009	2010	2011	Oltre
Deprezzamento dell'euro del 10%	82	-	-	-	-	-
Tassi di cambio correnti al 31.12.2006	(15)	-	-	-	-	-
Apprezzamento dell'euro del 10%	(94)	-	-	-	-	-

Rischio prezzo *commodity*

Con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* vengono utilizzate varie tipologie di contratti derivati, in particolare *swap*.

L'esposizione al rischio è gestita mediante operazioni di copertura stipulate con Enel Trade che effettua a favore delle società del Gruppo la copertura dei rischi di variazione del prezzo delle *commodity* cui i relativi contratti sono indicizzati.

Al 31 dicembre 2006 non sono emersi derivati impliciti da scorporare, mentre i contratti che si qualificano come derivati sono coerentemente valutati.

Il valore di mercato complessivo dei derivati su *commodity* al 31 dicembre 2006 risulta pari a zero (positivo per 5 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Rischio di credito

La Società 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.

Con riferimento al rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati, la Società lo considera di entità marginale in quanto la gestione delle predette operazioni avviene principalmente utilizzando primari istituti di credito nazionali e internazionali e frazionando la relativa operatività tra i diversi istituti.

Rischio di liquidità

Enel SpA svolge la funzione di Tesoreria Centrale a livello di Gruppo e sopperisce ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione ed eventualmente utilizzando affidamenti bancari.

La previsione dei fabbisogni di liquidità è determinata sulla base dei flussi di cassa previsti dall'ordinaria gestione aziendale.

Informazioni sul Conto economico

Ricavi

5.a **Ricavi delle vendite e delle prestazioni** – *Euro 1.113,8 milioni*
I ricavi delle vendite e delle prestazioni, pari complessivamente a 1.113,8 milioni di euro, si riferiscono alla vendita di energia elettrica per 880,3 milioni di euro e a prestazioni di servizi per 233,5 milioni di euro.

Rispetto all'esercizio 2005, rilevano un incremento di 34,3 milioni di euro, da attribuirsi principalmente all'aumento del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica, in presenza di medesimi quantitativi di energia scambiata (14 miliardi di kWh).

In particolare, i "Ricavi per vendita di energia" si incrementano per 29,7 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente alle vendite effettuate all'Acquirente Unico (717,3 milioni di euro) che ha la titolarità delle funzioni di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato. Rispetto all'esercizio precedente le vendite all'Acquirente Unico diminuiscono di 111,0 milioni di euro, essenzialmente per la decisione del regolatore francese (CRE) di non riservare alcuna capacità di importazione per l'esecuzione del contratto tra Enel ed EdF. Tale diminuizione è stata più che compensata dalle cessioni di energia in Francia effettuate nell'esercizio da Enel Trade in nome e per conto di Enel SpA (+155,1 milioni di euro).

I "Ricavi per prestazioni di servizi" si riferiscono essenzialmente a prestazioni di assistenza e consulenza rese alle società controllate e al riaddebito di oneri di diversa natura di competenza delle controllate stesse.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono così suddivisi per area geografica: 954,6 milioni di euro in Italia, 158,4 milioni di euro nel mercato UE, in particolare in Francia per effetto delle cessioni di energia elettrica, e 0,8 milioni di euro in Nord America.

5.b **Altri ricavi** – *Euro 72,4 milioni*

Gli altri ricavi sono così composti:

Milioni di euro

	2006		2005		2006-2005
		di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*	
Bonus share Terna	33,4		-		33,4
Accollo PIA alle società del Gruppo	11,1	11,1	12,3	12,3	(1,2)
Ricavi e proventi diversi	27,9	(2,3)	13,9		14,0
Totale altri ricavi	**72,4**	**8,8**	**26,2**	**12,3**	**46,2**

Gli "Altri ricavi", complessivamente pari a 72,4 milioni di euro, si incrementano di 46,2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto dei proventi connessi al rilascio a Conto economico del risultato positivo (33,4 milioni di euro), imputato direttamente a patrimonio netto nel 2005, derivante dalla valutazione al *fair value* delle azioni gratuite (c.d. "*bonus share*") di Terna, il cui diritto di attribuzione è stato esercitato nel mese di gennaio 2006.

Proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative

6. **Proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative** – *Euro 189,7 milioni*

I "Proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative", pari a 189,7 milioni di euro, si riferiscono agli effetti dell'operazione di scambio azionario del 30,97% del capitale di Wind contro il 20,9% del capitale di Weather (146,4 milioni di euro) e al provento derivante dalla cessione a Enel Servizi Srl della partecipazione detenuta nella società Cise Srl (43,3 milioni di euro).

Nel 2005 l'importo di 1.487,3 milioni di euro è rappresentato dalle plusvalenze realizzate a seguito della cessione delle azioni della controllata Terna SpA, effettuata in due *tranche* del 13,86% e del 29,99% rispettivamente di 443,0 milioni di euro e di 1.044,3 milioni di euro.

Costi

7.a **Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo** – *Euro 621,3 milioni*

Gli acquisti di energia elettrica e di materiali di consumo risultano complessivamente pari a 621,3 milioni di euro (606,9 milioni di euro nel 2005) e sono costituiti essenzialmente da acquisti di energia elettrica per 618,8 milioni di euro (604,0 milioni di euro nel 2005).

Nel corso del 2006 sono stati acquistati 14.041 milioni di kWh contro i 14.404 milioni di kWh nel 2005 che si riferiscono essenzialmente all'energia acquisita in Francia e

in Svizzera ai prezzi definiti dai contratti pluriennali con i fornitori esteri (EdF e Atel).
I costi per "Acquisto di energia", pur in presenza di una lieve contrazione dei quantitativi acquistati, rilevano un incremento complessivo di 14,8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, attribuibile principalmente all'aumento rilevato nel prezzo medio unitario, oltre al riconoscimento a EdF dell'importo di 8,0 milioni di euro relativi a "certificati verdi" per energia prodotta nel 2004 da fonti rinnovabili (11,5 TWh) e riconosciuti dal GSE a Enel SpA nel mese di aprile 2006.
I costi per acquisto di energia includono gli "oneri di sbilanciamento" sostenuti dalla Società per far fronte agli impegni derivanti dai contratti di importazione dell'energia elettrica dalla Francia.

7.b **Servizi e godimento beni di terzi** – *Euro 252,7 milioni*

I costi sono così ripartiti:

Milioni di euro

	2006		2005		2006-2005
		di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*	
Costi per servizi	237,6	77,7	196,1	60,4	41,5
Costi per godimento beni di terzi	15,1	13,7	14,6	8,5	0,5
Totale	**252,7**	**91,4**	**210,7**	**68,9**	**42,0**

I costi per servizi risultano in crescita di 41,5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. L'incremento è da riferirsi:

> per 28,6 milioni di euro a servizi resi da società terze, relativi in particolare a servizi di assistenza e consulenza per nuove acquisizioni in campo internazionale (10,5 milioni di euro) e a spese sostenute per l'adeguamento dei sistemi di controllo interno e dei sistemi informativi aziendali ai fini dell'applicazione della normativa *Sarbanes-Oxley Act* (14,4 milioni di euro);

> per 13,4 milioni di euro a servizi resi da società del Gruppo, costituiti essenzialmente da servizi informatici e amministrativi, servizi di edificio e canoni di locazione (5,6 milioni di euro) e alle provvigioni corrisposte a Enel Trade per le cessioni di energia effettuate da quest'ultima in Francia per conto della Società (7,8 milioni di euro).

7.c **Costo del personale** – *Euro 87,4 milioni*

I costi sostenuti per il personale risultano così composti:

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Salari e stipendi	55,9	53,4	2,5
Oneri sociali	15,8	16,8	(1,0)
Trattamento di fine rapporto	1,6	1,8	(0,2)
Altri costi	14,1	19,1	(5,0)
Totale	**87,4**	**91,1**	**(3,7)**

Il costo del personale ammonta complessivamente a 87,4 milioni di euro, registrando un decremento di 3,7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente pur in presenza di un maggior numero di risorse impiegate e tenuto conto del maggior onere derivante dal rinnovo del contratto di lavoro del settore elettrico. La riduzione del costo del personale è da riferirsi in particolare a minori oneri per incentivazione all'esodo del personale.

Gli oneri sociali nell'esercizio 2006 risultano pari a 15,8 milioni di euro e si riferiscono a contributi INPS e istituti minori per 14,4 milioni di euro e a piani a contributi definiti inerenti a Fopen e Fondenel per 1,4 milioni di euro.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2006.

	Consistenza media			Consistenza
	2006	2005	2006-2005	**al 31.12.2006**
Dirigenti	113	103	10	116
Quadri	260	224	36	283
Impiegati	247	254	(7)	253
Totale	**620**	**581**	**39**	**652**

7.d **Ammortamenti e perdite di valore** – *Euro 24,8 milioni*

Gli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, pari a 16,8 milioni di euro, rilevano un incremento complessivo di 4,0 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è da riferirsi in particolare all'ammortamento di spese sostenute per lo sviluppo di *software*.

Le perdite di valore si riferiscono alla svalutazione del valore di carico della partecipazione detenuta nella società Enel.NewHydro (1,6 milioni di euro) per effetto delle perdite rilevate da quest'ultima nel corso del 2006, oltre all'onere per 6,4 milioni di euro, rilevato quale differenza tra il prezzo di cessione della partecipazione detenuta nella società Weather Investment e il relativo valore di bilancio al momento della cessione.

Le perdite di valore del 2005 si riferivano in particolare all'onere derivante dalle perdite rilevate dalla controllata Enel Investment Holding BV.

7.e **Altri costi operativi** – *Euro 39,5 milioni*

Gli altri costi operativi, complessivamente pari a 39,5 miloni di euro, rilevano una diminuzione di 136,5 milioni di euro rispetto al 2005. Tale decremento è principalmente dovuto agli oneri rilevati nel 2005 e riferiti all'accantonamento al fondo rischi e oneri diversi (44,8 milioni di euro), all'effetto della valutazione al *fair*

value delle azioni gratuite c.d. "bonus share" di Terna (33,4 milioni di euro), ai maggiori oneri per certificati verdi (17,6 milioni di euro), oltre agli oneri derivanti dall'applicazione della delibera 20/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (15,7 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, pari a 350,3 milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato al 31 dicembre 2005 (1.312,7 milioni di euro), evidenzia una diminuzione per complessivi 962,4 milioni di euro. Escludendo la voce "Proventi da scambio azionario e da cessione di partecipazioni significative", in entrambi gli esercizi, la variazione risulta positiva per 335,2 milioni di euro da ricondurre principalmente a minori accantonamenti e perdite di valore.

8. **Proventi da partecipazioni** – *Euro 3.074,4 milioni*

Sono costituiti dai dividendi ricevuti dalle società controllate, collegate e altre imprese, come di seguito dettagliato:

Milioni di euro	Dividendi sul risultato 2005	Acconto su dividendi sul risultato 2006	Totale dividendi incassati nel 2006
Enel Produzione SpA	1.006,2	-	1.006,2
Enel Trade SpA	121,6	-	121,6
Enel Distribuzione SpA	1.835,8	-	1.835,8
Enel Sole Srl	14,9	-	14,9
Cise Srl	2,3	-	2,3
Enel.Factor SpA	4,8	-	4,8
Enel Finance International SA	6,9	-	6,9
Enelpower SpA	56,0	-	56,0
Enel Servizi Srl	10,1	-	10,1
Sfera Srl	2,0	-	2,0
Terna Rete Elettrica Nazionale SpA	8,3	5,4	13,7
Emittente Titoli SpA	0,1	-	0,1
Totale	**3.069,0**	**5,4**	**3.074,4**

9. **Proventi/(Oneri) finanziari** – *Euro (10,1) milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato:

Milioni di euro

	2006	di cui con parti correlate	2005	di cui con parti correlate	2006-2005
Proventi finanziari:					
> interessi e altri proventi da attività finanziarie non correnti	89,9	83,2	108,1	88,2	(18,2)
> differenze positive di cambio	13,7	0,1	1,0		12,7
> proventi da strumenti derivati per coperture rischio tasso	306,7	141,0	309,3	175,5	(2,6)
> interessi e altri proventi da attività finanziarie correnti	367,8	230,6	220,6	194,4	147,2
Totale proventi	**778,1**		**639,0**		**139,1**
Oneri finanziari:					
> interessi e altri oneri su indebitamento finanziario	429,8	58,0	446,9	38,0	(17,1)
> differenze negative di cambio	3,9	0,7	3,4	0,1	0,5
> oneri da strumenti derivati per coperture rischio tasso	334,8	153,4	362,5	248,7	(27,7)
> attualizzazione TFR e altri benefici del personale	17,8		18,7		(0,9)
> altri	1,9	1,9	1,5	1,5	0,4
Totale oneri	**788,2**		**833,0**		**(44,8)**
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI	**(10,1)**		**(194,0)**		**183,9**

Gli oneri finanziari netti, complessivamente pari a 10,1 milioni di euro, risultano in diminuzione di 183,9 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è determinata essenzialmente dal miglioramento dell'indebitamento netto complessivo che passa da 2.805,0 milioni di euro al 31 dicembre 2005 a 989,3 milioni di euro al 31 dicembre 2006, oltre che dal provento derivante dal riconoscimento nell'esercizio del diritto al rimborso di imposte di registro su prestiti obbligazionari emessi da Enel SpA nel periodo 1976-1984.

10. **Imposte** – *Euro 67,9 milioni*

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Imposte correnti	(194,1)	(276,7)	82,6
Imposte anticipate	342,2	16,8	325,4
Imposte differite	(80,2)	246,2	(326,4)
Totale	**67,9**	**(13,7)**	**81,6**

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2006 risultano complessivamente pari a 67,9 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 2,0%. Se si escludono i dividendi l'incidenza sul risultato *ante* imposte risulta pari al 20,0%. Nel 2005 le imposte risultavano positive per 13,7 miloni di euro.

Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d'imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato.

Milioni di euro

	2006
Risultato *ante* imposte	3.414,6
Imposte teoriche IRES (33,0%)	***1.126,8***
Minori imposte:	
> plusvalenze da partecipazioni esenti	(38,6)
> dividendi da partecipazione	(1.017,2)
> svalutazioni anni precedenti	(232,9)
> utilizzo fondi	(28,5)
> differenza su stime imposte anni precedenti	(0,7)
> altre	(34,4)
Maggiori imposte:	
> accantonamento ai fondi	14,3
> svalutazioni d'esercizio	0,6
> altre	11,0
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	***(199,6)***
IRAP	***7,7***
Differenza su stime imposte anni precedenti	***(2,2)***
Totale fiscalità differita	***262,0***
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO	**67,9**

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

11. **Attività materiali** – *Euro 9,0 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2005 e 2006 sono di seguito rappresentati:

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su immobili di terzi	Totale
Costo storico	0,3	2,8	3,0	5,3	16,4	12,1	**39,9**
Fondo ammortamento	-	(1,0)	(2,6)	(5,0)	(14,1)	(2,9)	**(25,6)**
Consistenza al 31.12.2004	**0,3**	**1,8**	**0,4**	**0,3**	**2,3**	**9,2**	**14,3**
Investimenti	0,1	-	-	-	0,1	1,9	**2,1**
Ammortamenti	-	(0,1)	(0,1)	(0,2)	(0,6)	(3,6)	**(4,6)**
Dismissioni	-	-	-	-	-	-	-
Totale variazioni	**0,1**	**(0,1)**	**(0,1)**	**(0,2)**	**(0,5)**	**(1,7)**	**(2,5)**
Costo storico	0,4	2,8	3,0	5,3	16,5	14,0	**42,0**
Fondo ammortamento	-	(1,1)	(2,7)	(5,2)	(14,7)	(6,5)	**(30,2)**
Consistenza al 31.12.2005	**0,4**	**1,7**	**0,3**	**0,1**	**1,8**	**7,5**	**11,8**
Investimenti	-	-	-	-	-	3,0	**3,0**
Ammortamenti	-	(0,1)	(0,1)	-	(0,6)	(5,0)	**(5,8)**
Dismissioni	-	-	-	-	-	-	-
Totale variazioni	-	**(0,1)**	**(0,1)**	-	**(0,6)**	**(2,0)**	**(2,8)**
Costo storico	0,4	2,8	3,0	5,3	16,5	17,0	**45,0**
Fondo ammortamento	-	(1,2)	(2,8)	(5,2)	(15,3)	(11,5)	**(36,0)**
Consistenza al 31.12.2006	**0,4**	**1,6**	**0,2**	**0,1**	**1,2**	**5,5**	**9,0**

Le immobilizzazioni materiali risultano complessivamente pari a 9,0 milioni di euro, di cui 3,0 milioni di euro per investimenti effettuati nel corso dell'esercizio per lavori di ristrutturazione di alcune aree dell'edificio in cui ha sede Enel SpA, condotto in locazione, e ammortizzati lungo la durata residua del contratto di locazione di tale fabbricato.

12. **Attività immateriali** – *Euro 13,4 milioni*

Le attività immateriali, tutte a vita utile definita, sono così costituite:

Milioni di euro	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali in corso	Totale
Consistenza al 31.12.2004	**12,9**	**-**	**12,9**
Investimenti	9,2	-	9,2
Ammortamenti	(8,1)	-	(8,1)
Totale variazioni	**1,1**	-	**1,1**
Consistenza al 31.12.2005	**14,0**	**-**	**14,0**
Investimenti	8,6	1,8	10,4
Ammortamenti	(11,0)	-	(11,0)
Totale variazioni	**(2,4)**	**1,8**	**(0,6)**
Consistenza al 31.12.2006	**11,6**	**1,8**	**13,4**

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno" sono relativi in prevalenza a costi sostenuti per l'acquisizione di *software* applicativi a titolo di proprietà e a titolo di licenza d'uso a tempo indeterminato.
L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente in 3 esercizi).

Le "Altre attività immateriali in corso" si riferiscono ai costi per lo "sviluppo *software*" a utilizzazione pluriennale.

13. **Attività per imposte anticipate** – *Euro 192,2 milioni*

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Imposte anticipate" per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali vigenti.

Milioni di euro		Increm./(Decrem.) con imputazione a Conto economico	Increm./(Decrem.) con imputazione a patrimonio netto	Riclassifiche	
	al 31.12.2005				**al 31.12.2006**
Natura delle differenze temporanee:					
> accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore	64,7	(26,6)	-	(0,2)	37,9
> valutazione attività finanziarie	300,3	(232,9)	-	-	67,4
> strumenti finanziari derivati	118,1	(81,8)	(8,2)	-	28,1
> valutazione *fair value* partecipazioni	(6,0)	-	6,0	-	-
> altre partite	60,0	(0,9)	-	(0,3)	58,8
Totale	**537,1**	**(342,2)**	**(2,2)**	**(0,5)**	**192,2**

Le imposte anticipate mostrano una diminuzione di 344,9 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da riferirsi principalmente alla deduzione delle quote delle svalutazioni di partecipazioni operate nei precedenti esercizi, oltre

che agli effetti derivanti dalla valutazione al *fair value* delle operazioni di copertura dei rischi di variabilità dei flussi finanziari futuri.
Si prevede che le imposte anticipate saranno tutte esigibili tra il 2° e il 5° anno successivo alla data del 31 dicembre 2006.

14. **Partecipazioni** – *Euro 15.634,5 milioni*
Il prospetto nelle pagine successive riassume i movimenti intervenuti nell'esercizio per ciascuna partecipazione, con i corrispondenti valori di inizio e fine esercizio, nonché l'elenco delle partecipazioni possedute nelle società controllate, collegate, *joint venture* e altre partecipazioni.

Milioni di euro	Costo originario	Svalutazioni/ Rivalutazioni	Valore a bilancio	Quota di possesso %
		al 31.12.2005		
A) Imprese controllate				
Enel Produzione SpA	6.568,7	-	6.568,7	100,0
Enel Distribuzione SpA	6.320,7	-	6.320,7	100,0
Cise Srl	315,2	(0,5)	314,7	100,0
Enel Trade SpA	101,0	-	101,0	100,0
Enel Investment Holding BV	4.473,0	(4.473,0)	-	100,0
Enelpower SpA	189,5	(151,7)	37,8	100,0
Deval SpA	19,8	-	19,8	51,0
Enel Energia SpA	21,0	(8,3)	12,7	100,0
Enel Energy Europe Srl	-	-	-	100,0
Enel Finance International SA	1.414,2	-	1.414,2	100,0
Enel.Factor SpA	17,9	(0,4)	17,5	100,0
Sfera Srl	13,2	(2,8)	10,4	100,0
Enel Capital Srl	8,5	(2,4)	6,1	100,0
Enel Sole Srl	5,3	-	5,3	100,0
Enel.si Srl	5,2	(1,0)	4,2	100,0
Enel Servizi Srl	524,5	(40,2)	484,3	100,0
Enel Viesgo Servicios SL	0,002	-	0,002	60,0
Enel.NewHydro Srl	23,0	(21,1)	1,9	100,0
Enel Servicii Srl	0,04	-	0,0	80,0
Totale controllate	**20.020,7**	**(4.701,4)**	**15.319,3**	
B) Imprese collegate				
Idrosicilia SpA	9,0	-	9,0	40,0
Cesi SpA	2,2	-	2,2	25,9
Wind Telecomunicazioni SpA	1.824,4	20,6	1.845,0	37,2
Weather Investment				
Totale collegate	**1.835,6**	**20,6**	**1.856,2**	
C) Altre imprese				
Elcogas SA	2,2	(1,1)	1,1	4,0
Emittente Titoli SpA	0,5	-	0,5	10,0
Terna Rete Elettrica Nazionale SpA	55,5	157,9	213,4 (1)	6,1
Weather Investment	305,0	(19,0)	286,0	5,2
Consorzio Civita	-	-	-	25,0
Consorzio Bresciano Scrl	-	-	-	0,3
Totale altre imprese	**363,2**	**137,8**	**501,0**	
TOTALE PARTECIPAZIONI	**22.219,5**	**(4.543,0)**	**17.676,5**	

(1) Tale valore non include l'ammontare relativo alla *bonus share* (pari all'1%) classificato nell'ambito delle "attività finanziarie correnti".

	Scambio azionario	Riclassifica	Costituzioni/ Acquisizioni/ (Cessioni)	Apporti in conto capitale e a copertura perdite	Rettifiche di valore	Saldo movimenti	Costo originario	Svalutazioni/ Rivalutazioni	Valore a bilancio	Quota di possesso %
			Movimenti del 2006					**al 31.12.2006**		
	-	-	-	-	-	-	6.568,7	-	6.568,7	100,0
	-	-	-	-	-	-	6.320,7	-	6.320,7	100,0
	-	-	(314,7)	-	-	(314,7)	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	101,0	-	101,0	100,0
	-	-	-	156,9	-	156,9	4.629,8	(4.473,0)	156,9	100,0
	-	-	-	-	-	-	189,5	(151,7)	37,8	100,0
	-	-	-	-	-	-	19,8	-	19,8	51,0
	-	-	-	200,0	-	200,0	221,0	(8,3)	212,7	100,0
	-	-	0,01	-	-	0,01	0,01	-	0,01	100,0
	-	-	-	-	-	-	1.414,2	-	1.414,2	100,0
	-	-	-	-	-	-	17,9	(0,4)	17,5	100,0
	-	-	-	-	-	-	13,2	(2,8)	10,4	100,0
	-	-	-	-	-	-	8,5	(2,4)	6,1	100,0
	-	-	-	-	-	-	5,3	-	5,3	100,0
	-	-	-	-	-	-	5,2	(1,0)	4,2	100,0
	-	-	-	-	-	-	524,5	(40,2)	484,3	100,0
	-	-	-	-	-	-	0,002	-	0,002	60,0
	-	-	-	-	(1,9)	(1,9)	23,0	(23,0)	-	100,0
	-	-	-	-	-	-	0,04	-	0,04	80,0
	-	-	**(314,7)**	**356,9**	**(1,9)**	40,3	**20.062,4**	**(4.702,8)**	**15.359,6**	
	-	-	-	-	-	-	9,0	-	9,0	40,0
	-	-	-	-	-	-	2,2	-	2,2	25,9
	(1.663,4)	-	(328,0)	-	146,4	(1.845,0)	-	-	-	-
	1.663,4	305,0	(1.968,4)	-	-	-	-	-	-	-
	-	**305,0**	**(2.296,4)**	-	146,4	**(1.845,0)**	**11,2**	-	**11,2**	
	-	-	-	-	-	-	2,2	(1,1)	1,2	4,0
	-	-	-	-	-	-	0,5	-	0,5	10,0
	-	-	-	-	48,7	48,7	55,5	206,6	262,1	5,1
	-	(305,0)		-	19,0	(286,0)	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,0
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3
	-	(305,0)	-	-	67,7	(237,3)	**58,2**	**205,5**	**263,8**	
	-	**-**	**(2.611,1)**	**356,9**	**212,2**	**(2.042,0)**	**20.131,8**	**(4.497,3)**	**15.634,5**	

Si riporta di seguito la movimentazione delle partecipazioni intervenuta nel corso dell'esercizio 2006.

Milioni di euro	
Incrementi:	
> costituzione di Enel Energy Europe Srl	0,01
> rinuncia al credito finanziario in favore di Enel Energia SpA	200,0
> versamento in conto capitale a favore di Enel Investment Holding BV	156,9
> valutazione al *fair value* di Terna Rete Elettrica Nazionale SpA	48,7
> valutazione al *fair value* scambio azionario Wind/Weather	146,4
> ripristino di valore per adeguamento al *fair value* del 5,2% del capitale di Weather	19,0
Totale incrementi	**571,0**
Decrementi:	
> svalutazione della partecipazione in Enel.NewHydro SpA	(1,9)
> cessione di Cise Srl	(314,7)
> cessione 6,28% del capitale di Wind	(328,0)
> cessione Weather	(1.968,4)
Totale decrementi	**(2.613,0)**
SALDO MOVIMENTI	**(2.042,0)**

Gli incrementi riguardano:

> la costituzione della società Enel Energy Europe Srl mediante versamento del capitale sociale pari a 10.000 euro;

> la ricapitalizzazione di Enel Energia SpA, mediante rinuncia a parte del credito finanziario per l'importo di 200,0 milioni di euro;

> la ripatrimonializzazione di Enel Investment Holding BV per l'importo di 156,9 milioni di euro, oltre al ripianamento del *deficit* patrimoniale rilevato al 31 dicembre 2005 per 723,1 milioni di euro;

> la valutazione al *fair value* della partecipazione in Terna Rete Elettrica Nazionale SpA (48,7 milioni di euro) per effetto dell'adeguamento al valore di Borsa rilevato alla data di chiusura dell'esercizio;

> la valutazione al *fair value* dello scambio azionario Wind/Weather (146,4 milioni di euro) e il ripristino di valore per adeguamento al *fair value* di Weather (19,0 milioni di euro).

I decrementi riguardano:

> la cessione della partecipazione in Cise Srl; tale cessione ha determinato una riduzione della partecipazione di 314,7 milioni di euro con un corrispettivo di 358,0 milioni di euro, come da perizia indipendente;

> la cessione delle partecipazioni in Wind e Weather pari a un valore di bilancio di 2.296,4 milioni di euro;

> la svalutazione della partecipazione in Enel.NewHydro SpA per 1,9 milioni di euro dovuta alle perdite rilevate nel corso dell'esercizio 2006.

I certificati azionari relativi alle partecipazioni in società controllate da Enel SpA sono presso il Monte dei Paschi di Siena in deposito titoli a custodia e amministrazione.

Le azioni di Idrosicilia sono depositate in pegno a garanzia di un finanziamento concesso alla Sicilacque controllata al 75% dalla Idrosicilia stessa.

Nel prospetto che segue è riportato l'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e altre imprese al 31 dicembre 2006:

	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Patrimonio netto (milioni di euro)	Utile/(Perdita) ultimo esercizio (milioni di euro)	Quota di possesso %	Valore a bilancio (milioni di euro)
A) Imprese controllate							
Enel Produzione SpA	Roma	Euro	2.400.000.000,00	10.219,1	807,5	100,0	6.568,7
Enel Distribuzione SpA	Roma	Euro	2.600.000.000,00	8.541,0	1.349,8	100,0	6.320,7
Enel Trade SpA	Roma	Euro	90.885.000,00	281,0	153,9	100,0	101,0
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Euro	1.593.050.000,00	132,5	(24,9)	100,0	156,9
Enelpower SpA	Milano	Euro	2.000.000,00	25,3	23,0	100,0	37,8
Deval SpA	Aosta	Euro	37.500.000,00	53,7	4,0	51,0	19,8
Enel Energia SpA	Roma	Euro	302.039,00	202,2	(33,6)	100,0	212,7
Enel Energy Europe Srl	Roma	Euro	10.000,00	-	-	100,0	0,0
Enel Finance Internatiol S.A.	Lussemburgo	Euro	1.391.900.230,00	1.418,5	(0,6)	100,0	1.414,2
Enel.Factor SpA	Roma	Euro	12.500.000,00	38,3	4,8	100,0	17,5
Sfera Srl	Roma	Euro	2.000.000,00	10,8	0,1	100,0	10,4
Enel Capital Srl	Roma	Euro	8.500.000,00	-	0,1	100,0	6,1
Enel Sole Srl	Roma	Euro	4.600.000,00	24,6	14,0	100,0	5,3
Enel.si Srl	Roma	Euro	5.000.000,00	4,3	(2,1)	100,0	4,2
Enel Servizi Srl	Roma	Euro	50.000.000,00	462,7	2,7	100,0	484,3
Enel Viesgo Servicios SL	Santander	Euro	3.010,00	-	(0,1)	60,0	-
Enel.NewHydro Srl	Roma	Euro	1.000.000,00	(1,6)	(3,5)	100,0	-
Enel Servicii Srl	Bucarest	RON	200.000,00	1,6	0,7	80,0	-
B) Imprese collegate							
Idrosicilia SpA (1)	Palermo	Euro	22.520.000,00	22,3	(0,1)	40,0	9,0
Cesi SpA (1)	Milano	Euro	8.550.000,00	26,1	0,7	25,9	2,2
C) Altre imprese							
Elcogas SA (1)	Madrid	Euro	49.959.000,00	37,5	(14,8)	4,0	1,2
Emittente Titoli SpA	Milano	Euro	5.200.000,00	6,2	1,2	10,0	0,5
Terna Rete Elettrica Nazionale SpA	Roma	Euro	440.000.000,00	1.901,7	355,8	5,1	262,1
Consorzio Civita	Roma	Euro	208.000,00	0,2	-	25,0	-
Consorzio Bresciano Scrl	Brescia	Euro	918.493,00	1,0	(0,1)	0,3	-

(1) I valori di patrimonio netto e il risultato dell'esercizio si riferiscono al bilancio al 31.12.2005.

15. **Attività finanziarie non correnti** – *Euro 2.748,6 milioni*

La composizione di tale voce è la seguente:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Crediti verso imprese controllate	1.772,1	1.846,7	(74,6)
Derivati di *cash flow hedge*	11,9	0,1	11,8
Crediti finanziari verso terzi	962,0	-	962,0
Altri crediti finanziari	2,6	3,3	(0,7)
Totale	**2.748,6**	**1.850,1**	**898,5**

La voce "Crediti verso imprese controllate" si riferisce a crediti derivanti dall'accollo da parte delle società del Gruppo delle quote di competenza dell'indebitamento finanziario (1.504,3 milioni di euro) e della Previdenza Integrativa Aziendale (267,8 milioni di euro).

Il credito finanziario verso terzi, per 962,0 milioni di euro, si riferisce alla seconda *tranche* del pagamento del corrispettivo pattuito per la cessione della partecipazione in Weather che verrà corrisposta entro i 18 mesi successivi. Su questa seconda *tranche* maturano interessi a decorrere dalla data del trasferimento, in linea con i tassi di mercato. A garanzia del pagamento della seconda *tranche* è stato costituito a favore di Enel un pegno (senza diritto di voto) sul 26,1% del capitale di Weather, nonché la cessione dei crediti vantati da Weather II nei confronti di Weather.

I crediti finanziari, rilevati alla voce "Attività finanziarie non correnti", sono così ripartiti in base al loro grado temporale di esigibilità:

Milioni di euro	dal 2° al 5° anno successivo	oltre il 5° anno successivo	Totale	dal 2° al 5° anno successivo	oltre il 5° anno successivo	Totale
		al 31.12.2006			al 31.12.2005	
Crediti finanziari non correnti verso imprese controllate	1.289,6	214,7	**1.504,3**	1.335,9	231,7	**1.567,6**
Crediti per accollo PIA	56,5	211,3	**267,8**	58,0	221,1	**279,1**
Totale	**1.346,1**	**426,0**	1.772,1	**1.393,9**	**452,8**	1.846,7
Derivati di *cash flow hedge*	11,9	-	**11,9**	0,1	-	**0,1**
Crediti finanziari verso terzi	962,0	-	**962,0**	-	-	-
Altri crediti finanziari	2,6	-	**2,6**	3,3	-	**3,3**
Totale	**976,5**	-	976,5	**3,4**	-	**3,4**
TOTALE	**2.322,6**	**426,0**	**2.748,6**	**1.397,3**	**452,8**	**1.850,1**

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge* su tassi di interesse, risulta al 31 dicembre 2006 pari a 782,6 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 11,9 milioni di euro.

Le attività finanziarie non correnti classificate per categoria di strumenti finanziari si presentano come segue:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Attività finanziarie detenute sino alla scadenza:			
> crediti finanziari	2.736,7	1.850,1	886,6
> derivati	11,9	-	11,9
Totale	**2.748,6**	**1.850,1**	**898,5**

16. **Altre attività non correnti** – *Euro 27,1 milioni*

La voce accoglie le seguenti partite:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Credito verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE)	23,9	336,8	(312,9)
Altri crediti a lungo termine:			
> depositi cauzionali	0,1	0,1	-
> prestiti ai dipendenti	2,9	2,7	0,2
> altri crediti	0,2	10,5	(10,3)
Totale	3,2	13,3	(10,1)
TOTALE	27,1	350,1	(323,0)

Il "Credito verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico", riferito al rimborso dei costi connessi al gas naturale importato dalla Nigeria, diminuisce per effetto dell'incasso nel corso dell'esercizio della quasi totalità del credito.

Nel corso del 2006 è inoltre stato incassato il credito vantato verso la Compagnie Générale des Eaux (7,7 milioni di euro) relativo alla cessione della partecipazione detenuta in Enel.Hydro avvenuta nel 2005.

Attività correnti

17. **Crediti commerciali** – *Euro 262,8 milioni*

La composizione di tale voce è la seguente:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Clienti:			
> vendita e trasporto di energia elettrica	138,1	178,0	(39,9)
> altri crediti	6,0	30,5	(24,5)
Totale	144,1	208,5	(64,4)
Crediti commerciali verso imprese controllate	118,7	51,2	67,5
TOTALE	262,8	259,7	3,1

I crediti verso clienti sono rappresentati principalmente da crediti verso l'Acquirente Unico per forniture di energia elettrica e da crediti verso altri clienti per prestazioni di servizi e sono iscritti al netto di un fondo svalutazione di 7,5 milioni di euro, rimasto sostanzialmente invariato rispetto all'esercizio precedente.

I crediti verso imprese controllate si riferiscono principalmente a servizi e attività svolte da Enel SpA a favore delle società del Gruppo e il loro incremento è

determinato in massima parte dai maggiori oneri riaddebitati alle società di distribuzione e vendita di energia e gas, connessi ai servizi di comunicazione relativi a specifiche campagne informative e promozionali.

I crediti verso imprese controllate sono di seguito dettagliati per società:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Imprese controllate:			
> Enel Produzione	24,7	23,5	1,2
> Enel Distribuzione	36,0	11,2	24,8
> Enel Trade	23,3	2,9	20,4
> Enel Energia	17,3	4,8	12,5
> Enel Servizi	3,8	1,7	2,1
> Slovenské elektrárne	2,5	-	2,5
> Enel.si	1,8	0,5	1,3
> Enelpower	1,6	1,6	-
> Enel Rete Gas	1,6	1,7	(0,1)
> Enel Investment Holding	1,2	0,2	1,0
> Enel Viesgo Servicios	1,1	0,1	1,0
> Sfera	1,0	0,4	0,6
> Enel Sole	0,9	0,3	0,6
> Dalmazia Trieste	0,7	0,8	(0,1)
> altre	1,2	1,5	(0,3)
Totale	**118,7**	**51,2**	**67,5**

Nella seguente tabella si riportano i crediti commerciali suddivisi per area geografica:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Italia	223,1	246,2	(23,1)
UE	28,9	5,7	23,2
Extra UE	8,3	6,9	1,4
Altri	2,5	0,9	1,6
Totale	**262,8**	**259,7**	**3,1**

18. **Crediti per imposte sul reddito** – *Euro 199,6 milioni*

I crediti per imposte al 31 dicembre 2006 ammontano a 199,6 milioni di euro e si riferiscono al credito IRES della Società, per imposte correnti dell'esercizio 2006.

19. **Attività finanziarie correnti** – *Euro 6.073,7 milioni*

La voce accoglie le seguenti partite:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Crediti finanziari verso società del Gruppo:			
> crediti finanziari a breve termine conto corrente intersocietario	5.564,4	5.189,3	375,1
> finanziamento a breve termine verso Dalmazia Trieste	80,0	120,0	(40,0)
> quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	63,2	86,7	(23,5)
> altri crediti finanziari	269,3	26	243,3
> contratti derivati	69,6	188,8	(119,2)
Crediti finanziari verso terzi:			-
> contratti derivati	20,1	23,2	(3,1)
> *bonus share* di Terna	-	42,6	(42,6)
> altri crediti finanziari	7,1	-	7,1
TOTALE	**6.073,7**	**5.676,6**	**397,1**

Le attività finanziarie correnti rilevano un incremento di 397,1 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è determinata essenzialmente dall'incremento dei fabbisogni delle società del Gruppo (375,1 milioni di euro).

La voce "*bonus share* di Terna" si riferisce alle azioni cedute a terzi nel mese di gennaio 2006 per effetto dell'esercizio del diritto di attribuzione di azioni gratuite "*bonus share*", spettanti agli aderenti all'offerta pubblica di azioni Terna effettuata da Enel nel giugno 2004.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione:

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	31.12.2006	31.12.2005	**31.12.2006**	31.12.2005	2006-2005
Derivati *cash flow hedge*:					
> tassi di interesse	-	60,0	-	-	-
Totale	-	**60,0**	-	-	-
Derivati di trading:					
> tassi di interesse	2.339,3	2.536,3	66,9	168,6	(101,7)
> cambi	1.074,6	1.860,1	14,4	24,8	(10,4)
> *commodity*	16,3	148,6	8,4	18,6	(10,2)
Totale	**3.430,2**	**4.545,0**	**89,7**	**212,0**	**(122,3)**
TOTALE	**3.430,2**	**4.605,0**	**89,7**	**212,0**	**(122,3)**

20. **Disponibilità liquide e mezzi equivalenti** – *Euro 77,8 milioni*

Le disponibilità liquide sono così dettagliate:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Depositi bancari	77,3	45,0	32,3
Depositi postali	0,4	0,4	-
Denaro e valori in cassa	0,1	0,1	-
Totale	**77,8**	**45,5**	**32,3**

I depositi bancari accolgono le giacenze liquide connesse alla gestione operativa.

Le disponibilità liquide sono gravate da vincoli limitatamente a 0,3 milioni di euro.

21. **Altre attività correnti** – *Euro 615,4 milioni*

La composizione di tale voce al 31 dicembre 2006 è la seguente:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Crediti tributari	189,9	298,5	(108,6)
Altri crediti verso società del Gruppo	232,8	391,3	(158,5)
Cassa Conguaglio Settore Elettrico	12,0	56,9	(44,9)
Crediti verso altri	180,7	329,8	(149,1)
Totale	**615,4**	**1.076,5**	**(461,1)**

Le altre attività correnti rilevano, rispetto al 31 dicembre 2005, una diminuzione complessiva di 461,1 milioni di euro, per effetto principalmente del rimborso da parte di Enel Produzione del deposito di 168,0 milioni di euro versato da Enel SpA per l'acquisizione del 66% del capitale di Slovenské elektrárne.

I crediti tributari, pari a 189,9 milioni di euro, si riferiscono principalmente a crediti per ritenute su interessi per 5,7 milioni di euro, a crediti per IVA di Gruppo per 14,8 milioni di euro e per interessi su imposte per 4,7 milioni di euro, nonché a crediti per IRAP e IRES per 30,7 milioni di euro relativi ad anni precedenti e richiesti a rimborso.

Inoltre, i crediti tributari tengono conto del riconoscimento del diritto a ottenere il rimborso dell'imposta di registro su prestiti obbligazionari emessi da Enel SpA nel periodo 1976-1984, per un importo complessivo pari a 121,1 milioni di euro comprensivi degli interessi maturati.

Nel 2005 i crediti tributari erano riferiti principalmente al credito per imposte IRES ceduto a Enel SpA dalle società aderenti al consolidato fiscale.

I "crediti verso altri" al 31 dicembre 2006, pari a 180,7 milioni di euro, si riferiscono essenzialmente agli anticipi erogati per contributi spettanti alle associazioni ricreativo-assistenziali per il personale pari a 80,5 milioni di euro (il medesimo importo è incluso nella voce "altre passività correnti"), nonché all'anticipo di fatturazione a fine 2006 della quota fissa di potenza per fornitura di energia da EdF relativa all'intero 2007 per 74,0 milioni di euro (il medesimo importo è incluso alla voce "debiti verso fornitori").

Passivo

Patrimonio netto

22. **Patrimonio netto** – *Euro 14.600,2 milioni*

Nel corso del 2006 sono state esercitate n. 19.124.633 opzioni assegnate con i piani di *stock option* 2002, 2003 e 2004. L'esercizio di tali opzioni ha determinato un incremento del patrimonio netto di 107,8 milioni di euro prevalentemente per effetto dell'aumento del capitale sociale per 19,1 milioni di euro e della riserva sovrapprezzo azioni per 88,7 milioni di euro. Inoltre, in relazione alle opzioni esercitate, la riserva da sovrapprezzo azioni si è incrementata di ulteriori 7,2 milioni di euro per effetto della riclassifica dalla specifica riserva per *stock option*.

Capitale sociale – *Euro 6.176,2 milioni*

Il capitale sociale è rappresentato da 6.176.196.279 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (n. 6.157.071.646 al 31 dicembre 2005).
Al 31 dicembre 2006, sulla base delle risultanze del libro Soci e delle informazioni a disposizione, non risultano – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 21,14% del capitale sociale) e alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti SpA (con il 10,16% del capitale sociale) – azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.

Altre riserve – *Euro 4.491,4 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni – *Euro 606,9 milioni*

La movimentazione del 2006 è relativa all'esercizio di *stock option* da parte dei beneficiari.

Riserva legale – *Euro 1.452,1 milioni*

La riserva legale rappresenta il 23,51% del capitale sociale.

Riserva *ex lege* n. 292/93 – *Euro 2.215,4 milioni*

Evidenzia la quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.
In caso di distribuzione si rende applicabile il regime fiscale previsto per le riserve di capitale ex art. 47 del TUIR.

Altre – *Euro 50,6 milioni*

Comprendono 19,0 milioni di euro relativi alla riserva per contributi in conto capitale, che riflette il 50% dei contributi acquisiti da enti pubblici e organismi comunitari, in forza di leggi, per la realizzazione di nuove opere (ai sensi dell'art. 55 del DPR

n. 917/1986) rilevate a patrimonio netto al fine di usufruire del beneficio di sospensione della tassazione, oltre a 11,5 milioni di euro relativi alla riserva per *stock option* (di cui 7,0 milioni di euro riferiti all'accantonamento dell'esercizio per i piani di *stock option* 2003-2004-2005-2006) e 20,1 milioni di euro di altre riserve.

Riserva da valutazione di strumenti finanziari – *Euro 166,4 milioni*
Comprende la riserva da valutazione di strumenti finanziari disponibili alla vendita positiva per 215,9 milioni di euro e la riserva valutazione di strumenti finanziari derivati di *cash flow hedge* negativa per 61,7 milioni di euro, al netto dell'effetto fiscale complessivo pari a 12,2 milioni di euro.

Utili e perdite accumulati – *Euro 1.821,1 milioni*
Il decremento di 1.189,1 milioni di euro, rispetto al valore rilevato al 31 dicembre 2005, è riferito all'ammontare distribuito agli azionisti quale dividendo in base alla delibera dell'Assemblea degli Azionisti del 26 maggio 2006.

Di seguito viene riportata una tabella che evidenzia i movimenti nel corso dell'esercizio 2006.

Milioni di euro		Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a rettifica attività di finanziarie	Rilasciati a Conto economico	
	al 31.12.2005				**al 31.12.2006**
Utili/(Perdite) da variazione di *fair value* della copertura dei flussi finanziari (quota efficace)	(73,8)	12,0	-	23,8	(38,0)
Utili/(Perdite) da variazione di *fair value* degli investimenti finanziari disponibili alla vendita	175,7	42,2	19,0	(32,5)	204,4
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	**101,9**	**54,2**	**19,0**	**(8,7)**	**166,4**

Risultato netto d'esercizio – *Euro 3.346,7 milioni*

Di seguito si riporta la tabella relativa alla disponibilità e distribuibilità del patrimonio netto:

Milioni di euro	Importo	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile
Capitale sociale	6.176,2		
Riserve di capitale:			
> riserva sovrapprezzo azioni	606,9	ABC	606,9
Riserve di utili:			
> riserva legale	1.452,1	BC (1)	216,9
> riserva *ex lege* 292/93	2.215,4	ABC	2.215,4
> riserve da valutazione strumenti finanziari	166,4		-
> riserva contributi in conto capitale	19,0	ABC	19,0
> riserva *stock option*	11,5	ABC	5,6
> altre	20,1	ABC	20,1
Utili e perdite accumulate	1.821,1	ABC	1.821,1
Totale	**12.488,7**		**4.905,0**
> *di cui quota distribuibile*			4.905,0

A: aumento di capitale
B: per copertura perdite
C: per distribuzione ai soci
(1) Solo per la quota eccedente il quinto del capitale sociale.

Non sussistono limitazioni alla distribuzione delle riserve a norma dell'art. 2426, comma 1, n. 5 cod. civ., in quanto non vi sono costi d'impianto e di ampliamento e costi di ricerca e sviluppo non ammortizzati, ovvero deroghe di cui all'art. 2423, comma 4, cod. civ.

Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto

	Capitale sociale e riserve								
Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovr. azioni	Riserva legale	Riserve *ex lege* 292/93	Altre riserve diverse	Utili/(Perdite) accumulati	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Risultato netto d'esercizio	**Totale patrimonio netto**
1° gennaio 2005	**6.103,5**	**208,0**	**1.452,1**	**2.215,4**	**58,8**	**(25,2)**	**(113,1)**	**5.249,0**	**15.148,5**
Esercizio *stock option*	53,6	303,0	-	-	(17,7)	-	-	-	**338,9**
Onere del periodo per piani *stock option*	-	-	-	-	9,7	-	-	-	**9,7**
Riparto utile 2004:									
> distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	(2.213,6)	**(2.213,6)**
> allocazione a riserve	-	-	-	-	-	3.035,4	-	(3.035,4)	**-**
Distribuzione acconto dividendi 2005	-	-	-	-	-	-	-	(1.169,4)	**(1.169,4)**
Risultato netto del periodo rilevato a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	215,0	-	**215,0**
Risultato netto del periodo rilevato a Conto economico	-	-	-	-	-	-	-	2.695,5	**2.695,5**
Totale 31 dicembre 2005	**6.157,1**	**511,0**	**1.452,1**	**2.215,4**	**50,8**	**3.010,2**	**101,9**	**1.526,1**	**15.024,6**
Esercizio *stock option*	19,1	95,9	-	-	(7,2)	-	-	-	**107,8**
Onere del periodo per piani *stock option*	-	-	-	-	7,0	-	-	-	**7,0**
Riparto utile 2005:									-
> distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	(1.189,1)	-	(1.526,1)	**(2.715,2)**
Distribuzione acconto dividendi 2006 (1)	-	-	-	-	-	-	-	(1.235,2)	**(1.235,2)**
Risultato netto del periodo rilevato a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	64,5	-	**64,5**
Risultato netto del periodo rilevato a Conto economico	-	-	-	-	-	-	-	3.346,7	**3.346,7**
TOTALE 31 DICEMBRE 2006	6.176,2	606,9	1.452,1	2.215,4	50,6	1.821,1	166,4	2.111,5	14.600,2

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 settembre 2006 con stacco cedola in data 20 novembre 2006 e pagato a decorrere dal 23 novembre 2006.

Passività non correnti

23. **Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)** – *Euro 8.250,3 milioni*

Tale voce riflette il debito a lungo termine relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro e in altre valute (pari complessivamente a 8.165,3 milioni di euro), incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi (pari a 85,0 milioni di euro).

Nelle tabelle seguenti viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2006 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile
		al 31.12.2006	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Obbligazioni:				
> tasso fisso quotate	2008-2033	5.040,1	5.074,6	4.888,4
> tasso variabile quotate	2009-2012	483,4	486,0	649,0
> tasso fisso non quotate	2007-2010	91,2	91,2	171,0
> tasso variabile non quotate	2007-2032	2.005,0	2.005,1	1.873,5
Totale		7.619,7	7.657,0	**7.581,9**
Finanziamenti bancari:				
> tasso fisso	2007-2012	59,2	59,2	93,1
> tasso variabile		-	-	157,7
Totale		59,2	59,2	**250,8**
Finanziamenti da società del Gruppo:				
> tasso fisso	2010-2023	396,4	400,0	-
> tasso variabile	2008-2010	175,0	175,0	-
Totale		571,4	575,0	-
TOTALE		**8.250,3**	**8.291,2**	**7.832,7**

Milioni di euro	Saldo contabile	Quota corrente entro i 12 mesi	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota con scadenza nel				
	al 31.12.2006			**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**Oltre**
Obbligazioni:								
> tasso fisso quotate	5.040,1	-	5.040,1	997,7	-	-	746,4	3.296,0
> tasso variabile quotate	483,4	-	483,4	-	86,0	-	-	397,4
> tasso fisso non quotate	91,2	30,2	61,0	60,0	0,7	0,3	-	-
> tasso variabile non quotate	2.005,0	23,0	1.982,0	22,1	331,0	54,1	55,7	1.519,1
Totale	7.619,7	**53,2**	**7.566,5**	**1.079,8**	**417,7**	54,4	**802,1**	**5.212,5**
Finanziamenti bancari:								
> tasso fisso	59,2	31,8	27,4	13,4	13,4	0,2	0,3	0,1
> tasso variabile	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	**59,2**	**31,8**	**27,4**	**13,4**	**13,4**	**0,2**	**0,3**	**0,1**
Finanziamenti da società del Gruppo:								
> tasso fisso	396,4	-	396,4	-	-	99,7	-	296,7
> tasso variabile	175,0	-	175,0	50,0	-	125,0	-	-
Totale	**571,4**	-	**571,4**	**50,0**	-	**224,7**	-	**296,7**
TOTALE	**8.250,3**	**85,0**	**8.165,3**	**1.143,3**	**431,1**	**279,3**	**802,4**	**5.509,3**

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 474,2 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate della "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" riacquistate da Enel SpA.

Viene di seguito rappresentato l'indebitamento finanziario a lungo termine in base alla valuta di origine con l'indicazione del tasso di interesse.

Milioni di euro	Saldo contabile	Saldo contabile	Valore nozionale	Tasso di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo
	al 31.12.2005	**al 31.12.2006**		**al 31.12.2006**	
Euro	**7.697,0**	**8.115,9**	**8.156,8**	**4,57%**	**4,65%**
Dollari USA	1,1	0,7	0,7	6,35%	6,35%
Sterline inglesi	4,1	61,7	61,7	5,73%	5,73%
Franchi svizzeri	21,7	12,8	12,8	6,49%	6,49%
Yen	108,8	59,2	59,2	1,65%	1,65%
Real brasiliani	-	-	-	-	-
Altre valute	-	-	-	-	-
Totale valute non Euro	135,7	134,4	134,4	-	-
TOTALE	**7.832,7**	**8.250,3**	**8.291,2**	**-**	**-**

La movimentazione dell'esercizio del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella seguente tabella:

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Nuove emissioni	Accolli	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	Valore nozionale
	al 31.12.2005						al 31.12.2006
Obbligazioni	7.621,6	(486,7)	96,5	415,0	18,2	(7,6)	7.657,0
Finanziamenti bancari	250,7	(191,3)	-	-	-	(0,2)	59,2
Finanziamenti da società del Gruppo	-	-	-	575,0	-	-	575,0
TOTALE	**7.872,3**	**(678,0)**	**96,5**	**990,0**	**18,2**	**(7,8)**	**8.219,2**

Rispetto al 31 dicembre 2005 il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine presenta un aumento di 418,9 milioni di euro, quale saldo di 678,0 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 96,5 milioni di euro relativi a nuove emissioni, di 990,0 milioni di euro riferiti ad accolli da Enel Investment Holding BV, di 18,2 milioni di euro dovuti al riacquisto di obbligazioni proprie e di 7,8 milioni di euro relativi a differenze positive di cambio. I rimborsi effettuati nel corso dell'anno sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 486,7 milioni di euro, a linee di credito *revolving* a 36 mesi scadute per 100,0 milioni di euro, nonché ad altri finanziamenti in scadenza per un controvalore di 91,3 milioni di euro.

Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del 2006, si segnalano le seguenti:

> l'emissione di due nuove *tranche* di un prestito obbligazionario collocato privatamente presso primarie imprese assicuratrici italiane per un importo di 96,5 milioni di euro con scadenza nel 2024;

> l'accollo con valenza esterna dei prestiti obbligazionari emessi originariamente da Enel Investment Holding BV per un controvalore nominale di 415,0 milioni di euro, (per i quali Enel SpA è obbligata nei confronti di terzi);

> l'accollo con valenza interna dei prestiti obbligazionari emessi originariamente da Enel Investment Holding BV per un controvalore nominale di 575,0 milioni di euro, (per i quali Enel SpA è obbligata nei confronti di Enel Investment Holding BV e quest'ultima rimane obbligata nei confronti di terzi).

Si evidenzia infine che la linea di credito rotativa da 5,0 miliardi di euro a 5 anni (rinnovabile per ulteriori due), stipulata nel mese di novembre 2005, risulta essere inutilizzata e integralmente disponibile al 31 dicembre 2006.

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria, tra il valore contabile e il *fair value* dell'indebitamento a lungo termine, comprensivo della quota in scadenza nei prossimi 12 mesi.

Milioni di euro	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*
	al 31.12.2006		al 31.12.2005	
Obbligazioni:				
> tasso fisso	5.131,4	5.254,5	5.059,4	5.380,4
> tasso variabile	2.488,3	2.526,4	2.522,5	2.611,4
Finanziamenti bancari:				
> tasso fisso	59,2	62,1	93,1	100,7
> tasso variabile	-	-	57,7	57,7
> utilizzo di linee di credito *revolving*	-	-	100,0	100,0
Finanziamenti da società del Gruppo:				
> tasso fisso	396,4	417,2	-	-
> tasso variabile	175,0	172,6	-	-
TOTALE	**8.250,3**	**8.432,8**	**7.832,7**	**8.250,2**

Nelle successive tabelle è indicata la composizione dei finanziamenti a lungo termine distinguendo tra quote con scadenza superiore a 12 mesi e quote correnti, confrontati con i medesimi valori al 31 dicembre 2005.

Finanziamenti a lungo termine (escluse le quote correnti)

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Obbligazioni:			
> tasso fisso	5.101,1	4.762,4	338,7
> tasso variabile	2.465,4	2.333,0	132,4
Finanziamenti bancari:			
> tasso fisso	27,4	59,4	(32,0)
> tasso variabile	-	-	-
Finanziamenti da società del Gruppo:			
> tasso fisso	396,4	-	396,4
> tasso variabile	175,0	-	175,0
TOTALE	**8.165,3**	**7.154,8**	**1.010,5**

Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Obbligazioni:			
> tasso fisso	30,2	296,9	(266,7)
> tasso variabile	23,0	189,6	(166,6)
Finanziamenti bancari:			
> tasso fisso	31,8	33,7	(1,9)
> tasso variabile	-	157,7	(157,7)
TOTALE	**85,0**	**677,9**	**(592,9)**

Al 31 dicembre 2006 il 40% dell'indebitamento finanziario netto è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura in derivati su tassi 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 2006 risulta pari al 23%. 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 20%.

Alcuni debiti finanziari a lungo termine di Enel SpA contengono impegni ("*covenant*") tipici della prassi internazionale.

I principali *covenant* fanno riferimento alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* e possono essere riassunti come segue:

> clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non può creare o mantenere in essere (se non per effetto di disposizione di legge) ipoteca, pegno o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi prestito obbligazionario quotato o che si preveda venga quotato, a meno che la stessa garanzia non sia estesa pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;

> clausole "*pari passu*", in base alle quali i titoli costituiscono diretto e incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" con gli 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.

Nessuno di tali *covenant* risulta a oggi disatteso.

Si evidenzia di seguito la posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2006 riportando il dettaglio delle sue principali componenti in base alle disposizioni Consob del 28 luglio 2006.

Milioni di euro

	al 31.12.2006		al 31.12.2005	
		di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Denaro e valori in cassa	0,1		0,1	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	77,7		45,4	
Liquidità	**77,8**		**45,5**	
Crediti finanziari correnti	**5.707,6**	**5.707,6**	**5.396,0**	**5.396,0**
Debiti bancari correnti	(441,2)		(752,7)	
Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(85,0)		(677,9)	
Altri debiti finanziari correnti	(549,4)	(549,4)	(1.228,7)	(1.214,8)
Indebitamento finanziario corrente	**(1.075,6)**		**(2.659,3)**	
Debiti bancari non correnti	(27,4)		(59,4)	
Obbligazioni emesse	(7.566,5)		(7.095,5)	
Altri debiti non correnti	(571,4)	(571,4)	-	
Altri crediti finanziari non correnti	2.466,3	1.504,3	1.567,7	1.567,7
Indebitamento finanziario non corrente	**(5.699,1)**		**(5.587,2)**	
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	**(989,3)**		**(2.805,0)**	

24. **TFR e altri benefici ai dipendenti** – *Euro 429,5 milioni*

La società riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a TFR, Indennità per Mensilità Aggiuntive e Indennità Sostitutiva del Preavviso, Premi di Fedeltà, Previdenza Integrativa Aziendale, Assistenza Sanitaria e Sconto Energia (energia a tariffa ridotta).

La voce accoglie gli accantonamenti destinati a coprire i benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti e altri benefici a lungo termine spettanti ai dipendenti in forza di legge o di contratto. In particolare, i piani previsti si riferiscono ai benefici di seguito elencati.

TFR

Secondo quanto previsto dalla legge italiana, al momento della cessazione del rapporto di lavoro il lavoratore dipendente ha diritto a ricevere un "trattamento di fine rapporto" che corrisponde, per ciascun anno di servizio, a una quota pari all'importo della retribuzione lorda dovuta per l'anno stesso, divisa per 13,5. Tale trattamento è rivalutato annualmente in base al 75% della variazione percentuale dell'indice del costo della vita, maggiorato di 1,5 punti.

Indennità per Mensilità Aggiuntive e altre simili

In base al Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro del settore elettrico, i dipendenti assunti fino a luglio 2001 e i dirigenti assunti o nominati fino al 1999, in caso di cessazione del rapporto di lavoro per aver raggiunto i limiti di età o per aver maturato il diritto alla pensione di anzianità, hanno diritto a ricevere alcune mensilità aggiuntive da erogare cumulativamente al trattamento di fine rapporto. Tale beneficio è determinato in misura fissa e non rivalutabile.

Premio di Fedeltà

Il Premio di Fedeltà è un beneficio che spetta ai dipendenti, cui viene applicato il Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro del settore elettrico, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio).
L'ammontare del premio è commisurato alla retribuzione lorda mensile percepita al momento della maturazione del diritto ed è pari a 1/3 della mensilità al raggiungimento del 25° anno e a una mensilità intera al raggiungimento del 35° anno.

Previdenza Integrativa Aziendale (PIA)

L'istituto PIA è un beneficio spettante in base a contratto ad alcuni dirigenti andati in quiescenza prima del 31 marzo 1998 e consiste nel diritto a ricevere una pensione integrativa rispetto a quella di legge. La passività si movimenta esclusivamente per l'erogazione della prestazione e per effetto dell'aggiornamento dei parametri attuariali di riferimento.
Al riguardo si precisa che, in seguito agli avvenuti conferimenti dei vari rami di azienda, gli obblighi pensionistici verso i dirigenti in quiescenza, stante la loro permanenza *ope legis* in capo a Enel SpA, sono stati accollati alle conferitarie, ai sensi dell'art. 1273 cod. civ. ("accollo semplice", avente cioè validità unicamente interna), iscrivendo tra le "attività finanziarie non correnti" della conferente, come evidenziato nel commento di tale voce, il credito risultante dall'accollo alle società conferitarie e rilevando nel Conto economico tra gli "altri ricavi" le quote di oneri riaddebitate.

Assistenza Sanitaria

In base al Contratto Collettivo Nazionale dei dirigenti industriali, i dirigenti hanno diritto di usufruire di una forma di assistenza sanitaria integrativa rispetto a quella

fornita dal Servizio Sanitario Nazionale, sia in costanza di rapporto di lavoro sia nel periodo di pensione. Il rimborso delle prestazioni sanitarie, per i dirigenti della Società, è erogato dall'Asem, apposito fondo di assistenza sanitaria, costituito tra i dipendenti delle aziende del settore elettrico in Italia.

Sconto Energia

Il Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro del settore elettrico prevede l'applicazione in favore dei dipendenti in servizio (fatta eccezione per quelli assunti a far data dal 1° luglio 1996) e dei pensionati del beneficio di uno sconto sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico, per quantitativi annui di consumo determinati.

Tali obbligazioni, considerate "obbligazioni a benefici definiti", in linea con le previsioni dello IAS 19, sono state determinate sulla base del "metodo della proiezione unitaria del credito", con il quale la passività è calcolata in misura proporzionale al servizio già maturato alla data, rispetto a quello che presumibilmente potrebbe essere prestato in totale.

Nel seguito si evidenzia la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e la riconciliazione delle stesse con le passività rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2005:

Milioni di euro

	2006	2005
Benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine		
Passività attuariale a inizio esercizio	388,3	412,0
Costo normale	2,0	1,9
Oneri finanziari	15,7	16,6
Erogazioni	(27,7)	(42,5)
(Utili)/Perdite attuariali del periodo non riconosciuti	1,4	(8,6)
Passività attuariale a fine esercizio	379,8	379,4
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	**378,4**	**388,0**
Benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti		
Passività attuariale a inizio esercizio	51,8	51,4
Costo normale	(0,5)	0,4
Oneri finanziari	2,0	2,1
Erogazioni	(2,2)	(1,8)
(Utili)/Perdite attuariali del periodo non riconosciuti	1,3	(0,4)
Passività attuariale a fine esercizio	52,4	51,7
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	**51,1**	**52,1**
Riconciliazione del valore contabile		
Passività attuariale netta a fine esercizio	432,2	431,1
Utili/(perdite) attuariali non riconosciuti	2,7	(9,1)
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	**429,5**	**440,1**

I costi per benefici ai dipendenti rilevati nel 2006 sono pari a 19,2 milioni di euro (21,0 milioni di euro nel 2005), di cui 17,7 milioni di euro per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari (18,7 milioni di euro nel 2005) e 1,5 milioni di euro rilevati tra i costi del personale (2,3 milioni di euro nel 2005).

In particolare, il costo per il TFR rilevato nel 2006 ammonta a 2,2 milioni di euro, di cui 0,6 milioni di euro per oneri di attualizzazione.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono le seguenti:

Milioni di euro

	2006	2005
Tasso di attualizzazione	4,25%	4,00%
Tasso di incremento costo del lavoro	3,00%	3,00%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,00%	3,00%

25. **Fondo rischi e oneri** – *Euro 41,8 milioni*

Il fondo rischi e oneri è destinato a coprire le potenziali passività che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.
Nel determinare l'entità del fondo si considerano sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuti nell'esercizio, sia l'aggiornamento sulle stime delle posizioni sorte in esercizi precedenti e non riguardanti i rami aziendali conferiti. In sede di conferimento, infatti, sono stati ceduti anche i rapporti giuridici, ivi compreso il contenzioso. Enel SpA ha disposto, di conseguenza, l'intervento in causa delle singole conferitarie, al fine di ottenere la propria estromissione dai relativi giudizi.

La movimentazione dei fondi per rischi e oneri è di seguito riportata:

Milioni di euro		Rilevazione a Conto economico	Utilizzi	
	al 31.12.2005			al 31.12.2006
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
> contenzioso legale	44,0	(6,2)	(11,0)	26,8
> altri	819,8	5,8	(816,6)	9,0
Totale	**863,8**	**(0,4)**	**(827,6)**	35,8
Fondo oneri per incentivi all'esodo	4,1	7,9	(6,0)	6,0
TOTALE	**867,9**	**7,5**	**(833,6)**	**41,8**

Gli accantonamenti dell'esercizio riflettono l'adeguamento del fondo contenzioso in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni e l'onere derivante dal piano di incentivazione all'esodo che accoglie la stima degli oneri connessi a risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

Gli utilizzi si riferiscono principalmente per 723,1 milioni di euro al ripianamento del *deficit* patrimoniale della controllata Enel Investment Holding BV, per 5,4 milioni di euro al pagamento dell'onere connesso all'esercizio delle opzioni da parte dei destinatari dei piani di *stock option*, per 42,6 milioni di euro all'onere connesso al riconoscimento delle azioni gratuite di Terna (c.d. "*bonus share*") il cui diritto di attribuzione è stato esercitato nel mese di gennaio 2006 e per 49,1 milioni di euro alla definizione di alcuni contenziosi.

26. **Passività per imposte differite** – *Euro 46,8 milioni*

Si forniscono in dettaglio i movimenti del "Fondo per imposte differite", per tipologia di differenza temporale, determinati sulla base delle aliquote fiscali vigenti.

Milioni di euro		Increm./ (Decrem.) a Conto economico	Increm./ (Decrem.) a patrimonio netto	Riclassifiche	
	al 31.12.2005				al 31.12.2006
Natura delle differenze temporanee:					
> differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	-	-	11,4	-	11,4
> proventi a tassazione differita	2,8	(1,2)	-	-	1,6
> valutazione strumenti finanziari	70,1	(70,1)	4,5)	-	4,5
> altre partite	38,8	(8,9)	-	(0,6)	29,3
Totale	**111,7**	**(80,2)**	**15,9**	**(0,6)**	**46,8**

Le imposte differite, complessivamente pari a 46,8 milioni di euro, si riducono di 64,9 milioni di euro principalmente per effetto della valutazione al *fair value* dei derivati. Si prevede che saranno esigibili tra il 2° e il 5° anno successivo alla data del 31 dicembre 2006.

27. **Passività finanziarie non correnti** – *Euro 73,6 milioni*

Sono costituite dalla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge*; nella tabella che segue sono riportati il relativo valore nozionale e il *fair value*.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	31.12.2006	31.12.2005	**31.12.2006**	31.12.2005	2006-2005
Derivati *cash flow hedge*:					
> tassi	1.035,4	1.337,7	73,6	99,7	(26,1)
Totale	**1.035,4**	**1.337,7**	**73,6**	**99,7**	**(26,1)**

Passività correnti

28. **Finanziamenti a breve termine** – *Euro 990,6 milioni*

L'indebitamento a breve termine è così suddiviso:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Verso terzi	441,2	752,7	(311,5)
Verso società del Gruppo	549,4	1.214,8	(665,4)
Totale	**990,6**	**1.967,5**	**(976,9)**

L'indebitamento verso il sistema bancario per finanziamenti a breve termine, complessivamente pari a 441,2 milioni di euro, registra una diminuzione di 311,5 milioni di euro per effetto principalmente della maggiore liquidità generata in particolare dall'incasso, avvenuto in data 21 dicembre 2006, di parte del credito derivante dalla cessione della partecipazione detenuta in Weather Investment.
La diminuzione dell'indebitamento verso le società del Gruppo, pari a 665,4 milioni di euro è diretta conseguenza di minori fabbisogni operativi delle società stesse.

29. **Debiti commerciali** – *Euro 423,3 milioni*

I debiti commerciali accolgono i debiti per forniture di energia, materiali, apparecchiature, nonché quelli relativi a prestazioni diverse per attività svolte nel corso dell'esercizio 2006.

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Verso terzi	338,9	308,7	30,2
Verso società del Gruppo	84,4	48,7	35,7
Totale	**423,3**	**357,4**	**65,9**

I debiti commerciali rilevano un incremento complessivo di 65,9 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente da riferirsi in parte ad acquisti di certificati verdi da Enel Trade e in parte all'incremento di debiti per acquisti di energia elettrica.

I debiti commerciali verso imprese controllate al 31 dicembre 2006 sono così dettagliati:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Imprese controllate:			
> Enel Produzione	0,4	0,5	(0,1)
> Enel Trade	48,4	(4,2)	52,6
> Enel Servizi	30,9	46,7	(15,8)
> Enel.Factor	1,1	1,7	(0,6)
> altre minori	3,6	4,0	(0,4)
Totale	**84,4**	**48,7**	**35,7**

Nella seguente tabella sono riportati i debiti commerciali suddivisi per area geografica:

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Fornitori:			
> Italia	223,4	166,7	56,7
> UE	135,6	108,2	27,4
> Extra UE	62,9	82,1	(19,2)
> altri	1,4	0,4	1,0
Totale	**423,3**	**357,4**	**65,9**

30. **Passività finanziarie correnti** – *Euro 349,6 milioni*

Le passività finanziarie correnti sono riferite principalmente a interessi passivi maturati sull'indebitamento in essere a fine esercizio e alla valutazione del *fair value* dei derivati.

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Passività finanziarie differite	154,5	152,2	2,3
Contratti derivati	111,4	257,8	(146,4)
Altre partite	83,7	8,8	74,9
Totale	**349,6**	**418,8**	**(69,2)**

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2005	2006-2005
Derivati *cash flow hedge*:					
> tassi di interessse	-	191,2	-	10,3	(10,3)
Totale	**-**	**191,2**	**-**	**10,3**	**(10,3)**
Derivati di *trading*:					
> tassi di interesse	2.573,2	2.936,1	86,5	206,0	(119,5)
> cambi	1.098,8	2.025,0	16,5	27,5	(11,0)
> *commodity*	16,3	26,6	8,4	14,0	(5,6)
Totale	**3.688,3**	**4.987,7**	111,4	**247,5**	**(136,1)**
TOTALE	**3.688,3**	**5.179,0**	**111,4**	**257,8**	**(146,4)**

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 princípi contabili internazionali per il trattamento in *hedge accounting*.

31. **Altre passività correnti** – *Euro 648,3 milioni*

Le altre passività correnti si riferiscono principalmente a debiti verso l'erario per imposte IRES relative alle società aderenti al consolidato fiscale e a debiti verso associazioni ricreativo-assistenziali per il personale riguardanti gli stanziamenti non ancora definiti contrattualmente (80,5 milioni di euro), che trovano corrispondenza per un ammontare di pari importo nella voce "Altre attività correnti".

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Debiti tributari	313,0	3,7	309,3
Debiti diversi verso società del Gruppo	221,7	491,4	(269,7)
Debiti verso il personale, associazioni ricreative e assistenziali	93,4	71,8	21,6
Debiti verso istituti di previdenza	5,9	8,4	(2,5)
Debiti verso clienti per depositi cauzionali e rimborsi	1,1	0,9	0,2
Altri	13,2	78,0	(64,8)
Totale	**648,3**	**654,2**	**(5,9)**

32. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai princípi contabili internazionali e dalle disposizioni Consob emanate in materia.

Le operazioni intrattenute con società interamente controllate (direttamente o indirettamente) dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sono rappresentate principalmente dalla vendita di energia elettrica ai prezzi di mercato all'Acquirente Unico e dai corrispettivi di trasporto dell'energia verso Terna. Il corrispettivo per il trasporto viene determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le operazioni compiute da Enel SpA con società controllate riguardano principalmente le prestazioni di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari, la copertura di rischi assicurativi, l'attività di assistenza in materia di organizzazione e gestione del personale, legale e societaria, nonché l'indirizzo e il coordinamento delle attività amministrative e fiscali.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate a condizione di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate tra due parti indipendenti.

Si ricorda infine che, nell'ambito delle regole di *corporate governance* di cui si è dotato il Gruppo Enel e dettagliate nello specifico capitolo allegato al presente bilancio, sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Di seguito si evidenziano i rapporti di natura commerciale, finanziaria e diversi tenuti dalla Società con le proprie parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

Esercizio 2006

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2006		2006		2006	
Imprese controllate:						
> Enel Produzione SpA	40,5	106,3	-	-	1,1	81,3
> Enel Trade SpA	52,4	57,7	-	59,8	-	0,4
> Enel Viesgo Servicios SL	1,1	-	-	-	-	1,0
> Enel Servicii Srl	0,1	0,3	-	0,3	-	0,1
> Enel ESN Energo LLC	0,1	-	-	-	-	0,1
> Enel Latin America LLC	0,4	-	-	-	-	0,3
> Enel.si Srl	1,8	2,7	-	-	-	1,9
> Enel Energia SpA	17,3	57,2	-	-	-	22,8
> Deval SpA	-	0,4	-	-	-	0,1
> Enel Sole Srl	2,7	0,1	-	0,2	-	1,0
> Enel Distribuzione SpA	209,0	0,5	-	0,2	-	121,2
> Enel Rete Gas SpA	4,2	-	-	-	-	2,1
> Enel Finance International SA	0,2	-	-	-	-	0,2
> Enel Servizi Srl	10,0	57,3	-	58,9	-	1,9
> Dalmazia Trieste Srl	2,4	1,2	-	-	-	0,7
> Enel.Factor SpA	0,4	1,1	-	-	-	0,1
> Sfera Srl	1,2	3,3	-	3,0	-	0,7
> Enelpower SpA	3,6	17,9	-	-	-	0,6
> Enel.NewHydro Srl	0,1	0,2	-	-	-	-
> Cise Srl	0,2	-	-	-	-	-
> Enel Investment Holding BV	1,2	-	-	-	-	1,1
> Enel North America Inc.	0,2	-	-	-	-	0,4
> Slovenské elektrárne AS	2,5	-	-	-	-	0,8
> Enel Unión Fenosa Renovables SA	0,1	-	-	-	-	0,1
Totale	**351,7**	**306,2**	-	**122,4**	**1,1**	**238,9**
Altre parti correlate:						
> Acquirente Unico	133,4	-	-	-	717,3	-
> GME	-	8,2	20,0	-	-	-
> Wind Telecomunicazioni SpA (1)	-	-	-	2,1	-	-
> Terna	1,5	6,4	4,1	19,4	8,4	-
> GSE	0,6	0,7	4,8	-	3,4	-
Totale	**135,5**	**15,3**	**28,9**	**21,5**	**729,1**	-
TOTALE GENERALE	**487,2**	**321,5**	**28,9**	**143,9**	**730,2**	**238,9**

(1) Per operazioni svolte sino a febbraio 2006.

Rapporti commerciali e diversi

Esercizio 2005

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2005		2005		2005	
Imprese controllate:						
> Enel Produzione SpA	121,6	195,8	-	-	-	73,7
> Enel Trade SpA	66,1	6,0	-	-	-	4,1
> Enel Viesgo Servicios SL	0,1	-	-	-	-	0,2
> Enel Viesgo Generación SL	-	4,4	-	-	-	-
> Enel ESN Energo LLC	0,5	-	-	-	-	0,5
> Enel Latin America LLC	0,4	0,1	-	-	-	0,9
> Enel.si Srl	1,7	0,2	-	-	-	1,6
> Enel Energia SpA	59,3	2,1	-	0,2	-	14,2
> Enel Sole Srl	5,7	0,2	-	0,3	-	0,9
> Enel Distribuzione SpA	29,6	254,4	-	16,4	-	116,4
> Enel Rete Gas SpA	12,8	-	-	-	-	2,5
> Avisio Energia SpA	1,0	-	-	-	-	-
> Iridea Srl	1,2	-	-	-	-	-
> Enel Servizi Srl	52,6	52,1	-	25,5	-	1,9
> Enel.NewHydro Srl	0,9	0,2	-	19,4	-	-
> Dalmazia Trieste Srl	12,6	1,5	-	0,8	-	0,9
> Enel.Factor SpA	6,9	1,8	-	-	-	0,1
> Sfera Srl	1,8	2,7	-	3,4	-	0,5
> Enelpower SpA	34,0	8,1	-	0,4	-	4,1
> Cise Srl	-	0,1	-	-	-	-
> Enelpower UK Ltd.	0,1	-	-	-	-	-
> Enel Investment Holding BV	29,9	8,6	-	-	-	0,3
> Enel Finance International SA	-	0,8	-	-	-	-
> Electra de Viesgo Distribución SL	3,5	-	-	-	-	-
> Enel North America Inc.	0,4	0,6	-	0,4	-	0,7
Totale	**442,7**	**539,7**	**-**	**66,8**	**-**	**223,5**
Imprese collegate:						
> Wind Telecomunicazioni SpA	12,2	0,8	-	1,9	-	3,7
> Cesi SpA	-	0,1	-	-	-	-
Totale	**12,2**	**0,9**	**-**	**1,9**	**-**	**3,7**
Altre parti correlate:						
> Acquirente Unico	170,9	-	-	-	828,4	-
> Terna	0,1	-	-	2,0	-	-
> GSE	-	1,2	0,1	15,1	-	-
Totale	**171,0**	**1,2**	**0,1**	**17,1**	**828,4**	**-**
TOTALE GENERALE	**625,9**	**541,8**	**0,1**	**85,8**	**828,4**	**227,2**

Rapporti finanziari

Esercizio 2006

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
		al 31.12.2006			2006	
Imprese controllate:						
> Enel Produzione SpA	4.306,7	2,8	1.016,7	55,4	211,4	1.006,2
> Enel Sole Srl	59,4	-	60,0	0,1	2,5	14,9
> Enel Distribuzione SpA	1.422,9	18,1	4.313,5	48,9	73,2	1.835,8
> Enel Rete Gas SpA	636,5	-	36,7	-	19,2	-
> Enel Servizi Srl	174,0	5,0	6,6	6,0	1,3	10,1
> Dalmazia Trieste Srl	159,2	36,3	0,8	1,2	8,5	-
> Enel Trade SpA	290,1	5,2	965,6	40,3	86,5	121,6
> Enel Servicii Srl	1,4	-	-	-	-	-
> Maritza East III Power Holding BV	0,1	-	-	-	-	-
> Enel Green Power International SA	9,2	-	-	-	0,2	-
> Enel.si Srl	0,1	1,2	2,5	0,1	0,1	-
> Enel Energia SpA	321,0	3,6	106,9	11,8	17,1	-
> Deval SpA	-	1,0	-	0,1	-	-
> Deval Energie Srl	-	1,0	-	-	-	-
> Electra de Viesgo Distribución SL	0,7	8,6	-	0,1	0,7	-
> Enel Viesgo Energía SL	-	0,6	-	-	-	-
> Enel Viesgo Servicios SL	-	0,8	-	-	-	-
> Enel Viesgo Generación SL	-	3,1	150,0	1,7	-	-
> Avisio Energia SpA	36,0	-	2,2	-	1,2	-
> Slovenské elektrárne AS	6,1	6,0	-	-	6,1	-
> Enel Finance International SA	8,4	388,3	4.000,0	21,5	8,4	6,9
> Enel.NewHydro Srl	32,6	-	29,1	1,9	1,1	-
> Cise Srl	-	12,5	-	0,3	-	2,3
> Enel.Factor SpA	152,7	-	-	-	5,0	4,8
> Enel Capital Srl	-	6,2	0,4	0,2	-	-
> Sfera Srl	-	5,0	1,0	0,1	-	2,0
> Enelpower SpA	1,0	81,1	173,2	8,6	2,7	56,0
> Enelpower UK Ltd.	4,1	-	-	-	0,2	-
> Enel Investment Holding BV	182,2	581,0	585,0	13,8	8,9	-
> Pragma Energy SA	-	6,9	-	0,5	-	-
> Enel North America Inc.	-	0,4	49,4	-	-	-
> Enel Latin America LLC	-	-	-	0,5	0,5	-
> Metansicula Vendita Srl	0,5	-	-	-	-	-
> Metansicula BF SpA	13,8	-	-	-	0,1	-
> Enel Ireland Finance Ltd.	-	21,6	-	1,0	-	-
> Enel M@p Srl	-	-	3,6	-	-	-
Totale	7.818,7	1.196,3	11.503,2	214,1	454,9	3.060,6
Altre parti correlate:						
> Terna	-	-	-	-	-	13,6
Totale	-	-	-	-	-	13,6
TOTALE GENERALE	**7.818,7**	**1.196,3**	**11.503,2**	**214,1**	**454,9**	**3.074,2**

Rapporti finanziari

Esercizio 2005

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
		al 31.12.2005			2005	
Imprese controllate						
> Avisio Energia SpA	40,9	-	3,7	-	1,0	-
> Enel Rete Gas SpA	567,8	-	36,7	0,1	13,0	-
> Cise Srl	-	3,4	-	-	-	6,7
> Concert Srl	0,4	-	0,3	-	-	-
> Dalmazia Trieste Srl	209,7	46,5	0,8	4,0	10,3	-
> Deval SpA	-	1,1	-	0,1	-	-
> Deval Energie Srl	-	0,2	-	-	-	-
> Enel Distribuzione SpA	1.390,6	2,3	3.022,7	3,2	62,3	621,1
> EasyGas SpA	-	0,1	-	-	-	-
> Electra de Viesgo Distribución SL	96,3	-	-	-	3,5	-
> Enel North America Inc.	-	0,1	-	-	-	-
> Enel Investment Holding BV	26,7	193,6	3.487,6	47,0	37,6	-
> Enel Capital Srl	-	6,0	-	0,1	-	-
> Enel Energia SpA	372,5	84,8	1.170,5	0,7	11,6	0,5
> Enel Finance International SA	-	19,5	-	0,7	-	-
> Enel.si Srl	-	5,3	2,5	0,2	-	-
> Enel.Factor SpA	193,4	-	-	-	6,8	4,7
> Enel Green Power International SA	3,3	-	-	1,1	0,8	-
> Enel.Hydro SpA	-	-	-	-	0,3	-
> Iridea Srl	-	8,3	-	-	-	-
> Metanodotti Padani SpA	2,5	-	-	-	-	-
> Metanodotti Trentini Srl	-	0,8	-	-	-	-
> Enel.NewHydro SpA	28,7	-	44,3	-	0,8	-
> Enelpower SpA	0,2	424,3	464,0	17,1	19,4	47,2
> Enelpower UK Ltd.	3,7	-	-	-	0,1	-
> Pragma Energy SA	0,8	-	-	-	-	-
> Enel Produzione SpA	4.234,8	4,1	884,7	83,0	217,3	736,2
> Enel Servicii Srl	1,4	-	-	-	-	-
> Enel Servizi Srl	35,7	183,7	6,6	1,1	2,8	-
> Sfera Srl	-	5,8	1,0	0,1	-	-
> Enel Sole Srl	49,0	-	60,0	0,8	2,5	-
> Enel Trade SpA	199,0	7,6	329,1	102,0	57,0	69,3
> Enel Viesgo Energía SL	-	0,1	-	-	-	-
> Enel Viesgo Generación SL	-	247,4	-	4,4	-	-
> Enel Viesgo Servicios SL	-	1,9	-	0,1	-	-
Totale	**7.457,4**	**1.246,9**	**9.514,5**	**265,8**	**447,1**	**1.485,75**
Imprese collegate:						
> Wind Telecomunicazioni SpA	-	-	-	0,3	8,3	-
Totale	-	-	-	**0,3**	**8,3**	-
Altre parti correlate:						
> Terna	-	-	-	22,2	2,8	56,7
Totale	-	-	-	**22,2**	**2,8**	**56,7**
TOTALE	**7.457,4**	**1.246,9**	**9.514,5**	**288,3**	**458,1**	**1.542,4**

Di seguito si evidenzia l'incidenza dei rapporti con parti correlate sulla situazione patrimoniale e sul risultato economico.

Incidenza sulla situazione patrimoniale

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
		al 31.12.2006			al 31.12.2005	
Attività						
Attività finanziarie non correnti	2.748,6	1.772,1	64,5	1.850,1	1.846,8	99,8
Crediti commerciali	262,8	254,2	96,7	259,7	234,4	90,3
Attività finanziarie correnti	6.073,7	6.046,6	99,6	5.676,6	5.610,7	98,8
Altre attività correnti	615,4	233,0	37,9	1.076,5	391,5	36,4
Passività						
Finanziamenti a lungo termine	8.165,4	571,4	7,0	7.154,8	-	-
Finanziamenti a breve termine	990,6	549,4	55,5	1.967,5	1.214,8	61,7
Debiti commerciali	423,3	100,7	23,8	357,4	50,9	14,2
Passività finanziarie correnti	349,6	75,5	21,6	418,8	32,1	7,7
Altre passività correnti	648,3	221,7	34,2	654,2	491,3	75,1

Incidenza sul risultato economico

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
		al 31.12.2006			al 31.12.2005	
Ricavi	1.186,2	969,1	81,7	1.105,7	1.055,6	95,5
Acquisti energia elettrica	621,3	28,9	4,7	606,9	0,1	-
Servizi e altri costi operativi	292,2	143,9	49,2	386,7	85,8	22,2
Proventi da partecipazioni	3.074,4	3.074,3	100,0	1.563,1	1.542,4	98,7
Proventi finanziari	778,1	454,9	58,5	638,9	458,1	71,7
Oneri finanziari	788,2	213,9	27,1	832,9	288,3	34,4

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.

Compensi degli Amministratori, dei Sindaci, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche

Cognome	Nome	Carica ricoperta	Periodo per cui è stata ricoperta la carica	Scadenza della carica	Emolumenti carica (euro)	Benefici non monetari (euro)	*Bonus* e altri incentivi (euro)	Altri compensi (euro)	Totale (euro)
Amministratori e Direttore Generale									
Gnudi	Piero	Presidente	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	735.764,00	11.779,68 (1)	(2)		747.543,68
Conti	Fulvio	A.D. e D.G.	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	600.000,00		(3)	701.678,52 (4)	1.301.678,52
Ballio	Giulio	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	117.000,00				117.000,00
Fantozzi	Augusto	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	116.427,00				116.427,00
Luciano	Alessandro	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	117.000,00				117.000,00
Napolitano	Fernando	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	117.250,00				117.250,00
Taranto	Francesco	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	122.500,00				122.500,00
Tosi	Gianfranco	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	117.500,00				117.500,00
Valsecchi	Francesco	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	117.000,00				117.000,00
Totale compensi Amministratori e D.G.					**2.160.441,00**	**11.779,68**	**-**	**701.678,52**	**2.873.899,20**
Sindaci									
Pinto	Eugenio	Pres. Coll. Sind.	1/2006-12/2006	approv. bil. 2006	85.000,00				85.000,00
Conte	Carlo	Sindaco effettivo	1/2006-12/2006	approv. bil. 2006	70.500,00 (5)				70.500,00
Fontana	Franco	Sindaco effettivo	1/2006-12/2006	approv. bil. 2006	70.500,00				70.500,00
Totale compensi sindaci					**226.000,00**	**-**	**-**	**-**	**226.000,00**
Dirigenti con responsabilità strategiche (6)			**1/2006-12/2006**					**7.428.332,98**	**7.428.332,98**
Totale complessivo					**2.386.441,00**	**11.779,68**	**-**	**8.130.011,50**	**10.528.232,18**

(1) Polizza assicurativa.

(2) Nel corso del 2007 il Consiglio di Amministrazione provvederà a individuare la parte variabile dell'emolumento da corrispondere al Presidente per l'esercizio 2006 (per un importo non superiore a euro 210.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(3) Nel corso del 2007 il Consiglio di Amministrazione provvederà a individuare la parte variabile dell'emolumento da corrispondere all'Amministratore Delegato per l'esercizio 2006 (per un importo non superiore a euro 600.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(4) Emolumento fisso relativo alla carica di Direttore Generale per il 2006. Nel corso del 2007 il Consiglio di Amministrazione provvederà a individuare la parte variabile dell'emolumento da corrispondere al Direttore Generale per l'esercizio 2006 (per un importo non superiore a euro 700.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(5) Emolumento versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze per l'importo di euro 55.000,00 ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Funzione Pubblica del 1° marzo 2000.

(6) Nel corso dell'esercizio 2006 hanno rivestito la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche: i Direttori di Funzione di Enel SpA, i Direttori di Divisione, il Responsabile del *business development* della Divisione Internazionale e il Responsabile dell'area di *business energy management* della Divisione Generazione ed Energy Management, per un totale di 15 posizioni dirigenziali.

33. *Piani di* stock option

Con riferimento ai piani di *stock option* adottati in ambito Enel e ancora in essere al 31 dicembre 2006 si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione nel corso del 2006 dei suddetti piani con le principali assunzioni utilizzate ai fini del calcolo del *fair value*.

Evoluzione dei piani di *stock option*

Numero di opzioni	Piano 2002	Piano 2003	Piano 2004	Piano 2006	**Totale**
Opzioni assegnate al 31 dicembre 2004	41.748.500	47.624.005	38.527.550	-	**127.900.055**
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2004	24.104.556	16.342.119	-	-	**40.446.675**
Opzioni decadute al 31 dicembre 2004	4.824.000	3.237.700	1.231.000	-	**9.292.700**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2004	12.819.944	28.044.186	37.296.550	-	**78.160.680**
Opzioni esercitate nell'esercizio 2005	10.697.094	14.158.373	12.392.982	-	**37.248.449**
Opzioni decadute nell'esercizio 2005	48.500	50.726	394.500	-	**493.726**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2005	2.074.350	13.835.087	24.509.068	-	**40.418.505**
Nuove opzioni assegnate nel 2006	-	-	-	31.790.000	**31.790.000**
Opzioni esercitate nel 2006	1.319.050	11.726.012	6.079.571	-	**19.124.633**
Opzioni decadute nel 2006	-	60.290	334.300	286.000	**680.590**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2006	755.300	2.048.785	18.095.197	31.504.000	**52.403.282**
Fair value alla data di assegnazione (euro)	0,17	0,37	0,18	0,27	
Volatilità	28%	28%	17%	14%	
Scadenza opzioni	Dicembre 2007	Dicembre 2008	Dicembre 2009	Dicembre 2012	

In data 26 maggio 2006 l'Assemblea ordinaria degli Azionisti di Enel ha deliberato l'approvazione del Piano di *stock option* relativo all'anno 2006, attribuendo al Consiglio di Amministrazione i poteri occorrenti alla concreta attuazione di tale Piano, da esercitare nel rispetto dei criteri applicativi fissati dall'Assemblea medesima. In data 4 agosto 2006 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in attuazione del mandato ricevuto dall'Assemblea, ha quindi provveduto ad assegnare n. 31.790.000 opzioni in favore di 461 dirigenti del Gruppo Enel; la verifica del conseguimento degli obiettivi fissati per il Piano 2006 è prevista tra il 2008 e il 2009.

Ai fini della predisposizione dei piani, in base a quanto stabilito dal Consiglio di Amministrazione, i dirigenti sono stati ripartiti in differenti fasce a ognuna delle

quali è stata attribuita una diversa quantità di opzioni. Il diritto alla sottoscrizione delle azioni risulta subordinato alla permanenza nel Gruppo dei dirigenti interessati 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'esercitabilità dei piani è subordinata al verificarsi di determinate condizioni aventi carattere sospensivo concernenti il superamento dell'EBITDA di Gruppo e la *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento indicato nel regolamento attuativo di ciascun piano.

34. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Fideiussioni e garanzie prestate a:			
> terzi	769,9	759,1	10,8
> imprese controllate	11.503,2	9.514,5	1.988,7
> imprese collegate e altre	14,1	14,1	-
Totale	**12.287,2**	**10.287,7**	**1.999,5**
Altri impegni per acquisti di energia elettrica da terzi	1.744,8	2.454,6	(709,8)
TOTALE	**14.032,0**	**12.742,3**	**1.289,7**

Le fideiussioni prestate a favore di terzi riguardano garanzie rilasciate dalla Capogruppo in occasione della cessione a terzi di determinate attività aziendali facenti capo a Enel e a società da questa controllate e si riferiscono:

> per 737 milioni di euro a garanzie rilasciate 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 6 anni e 6 mesi a decorrere dal mese di luglio 2004. In particolare, entrambe le garanzie sono soggette ad adeguamento al ribasso, al trascorrere di ogni anno, per un ammontare prestabilito;

> per 15 milioni di euro a garanzie assunte nell'ambito della cessione di Enel.Hydro;

> per 8 milioni in favore della società S.C. Electrica SA - Romania per "Bid Bond";

> per 9 milioni al deposito in pegno delle azioni di Idrosicilia a garanzia di un finanziamento concesso alla Sicilacque controllata al 75% dalla Idrosicilia stessa.

Le fideiussioni rilasciate nell'interesse di società controllate si riferiscono:

> per 4.000 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura di un programma di *Euro Commercial Paper*;

> per 1.950 milioni di euro a una garanzia rilasciata da Enel SpA all'Acquirente Unico, nell'interesse di Enel Distribuzione, per le obbligazioni assunte nell'ambito del contratto di acquisto di energia elettrica;

> per 1.800 milioni di euro a garanzie rilasciate alla BEI – Banca Europea per gli Investimenti – per finanziamenti concessi da questa a Enel Distribuzione ed Enel Produzione;

> per 630 milioni di euro a garanzia di crediti di firma in favore di Enel Distribuzione per finanziamenti da ricevere dalla BEI in relazione al programma "Enel Efficienza Rete";

> per 585 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Investment Holding, a copertura di prestiti obbligazionari;

> per 525 milioni di euro a controgaranzie rilasciate a istituti di credito che hanno garantito la BEI per un finanziamento da questa concesso ad Enel Distribuzione;

> per 325 milioni di euro a garanzie rilasciate nell'interesse di Enel Trade a favore di Eni (295 milioni di euro) ed Electrabel (30 milioni di euro) per la fornitura di gas;

> per 173 milioni di euro a garanzie rilasciate nell'interesse di Enelpower, a copertura di impegni da questa assunti nei confronti di committenti, ovvero al fine di supportare il rilascio di fideiussioni bancarie, sempre in favore di committenti;

> per 166 milioni di euro a garanzie rilasciate all'Acquirente Unico nell'interesse di Enel Distribuzione, Enel Trade ed Enel Produzione per la partecipazione al Mercato Elettrico nazionale;

> per 150 milioni di euro a garanzie rilasciate alla BEI per finanziamenti concessi da questa a Enel Viesgo Generación SL;

> per 113 milioni di euro a garanzie rilasciate a RWE per conto di Enel Produzione e relative a lavori di adeguamento per impianti all'estero;

> per 109 milioni di euro a garanzie rilasciate da Enel SpA all'Amministrazione Finanziaria per l'adesione alla procedura "IVA di Gruppo" da parte di Enel Energia, Enel Trade ed Enel Produzione;

> per 51 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di Snam Rete Gas e nell'interesse di Enel Trade per "riserva capacità di trasporto";

> per 40 milioni di euro a garanzie rilasciate a favore di E.On per conto di Enel Trade per "attività di *trading* sul mercato elettrico tedesco";

> per 880 milioni di euro a garanzie di vario genere rilasciate nel quadro delle attività di assistenza finanziaria svolta dalla *holding* nell'interesse delle società controllate, nonché per 5 milioni di euro a garanzie rilasciate nell'interesse di Enel.NewHydro per gli obblighi di indennizzo da quest'ultima assunti in relazione alle dichiarazioni e garanzie rese nell'ambito della cessione del ramo di azienda Ismes.

Gli impegni di acquisto di energia elettrica si riferiscono a forniture estere con scadenza entro il 2011.

35. 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 (Autorità) 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 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 (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 data del 31 dicembre 2006 risultano promossi oltre 90.000 giudizi (concentrati essenzialmente innanzi ai Giudici di Pace delle Regioni del sud Italia) volti a richiedere gli indennizzi automatici/forfettari sulla base delle citate delibere dell'Autorità e delle Carte del servizio elettrico o il risarcimento di asseriti danni conseguenti alla interruzione di energia. Enel Distribuzione ha contestato tali richieste con le seguenti argomentazioni: in primo luogo, si è precisato che le delibere dell'Autorità, 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 Autorità 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 del tutto estranei alle dette società. Nell'ambito del contenzioso in esame, al 31 dicembre 2006 risultano emanate dai Giudici di Pace oltre 39.000 sentenze, con prevalenza di quelle di accoglimento della domanda di risarcimento, i cui oneri potranno essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. I Giudici di Tribunale che si sono pronunciati in sede di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione motivando sia in relazione alla carenza di prova dei danni denunciati, sia riconoscendo l'estraneità della società all'evento. Le poche sentenze sfavorevoli a Enel Distribuzione (tutte concentrate in Calabria) sono state impugnate davanti alla Corte di Cassazione.

Circolare INPS n. 63 del 6 maggio 2005 in tema di obblighi contributivi

Cassa Integrazione Guadagni (CIG), Cassa Integrazione Guadagni Straordinaria (CIGS), Disoccupazione involontaria (DS) e Mobilità

In data 6 maggio 2005 l'Istituto Nazionale Previdenza Sociale (INPS) ha emanato una circolare in tema di obblighi contributivi Cassa Integrazioni Guadagni (CIG), Cassa Integrazioni Guadagni Straordinaria (CIGS), Disoccupazione Involontaria (DS) e Mobilità con la quale, nel definire la materia, ha precisato che gli obblighi contributivi per CIG, CIGS, DS e Mobilità sarebbero applicabili anche nei confronti delle aziende di Stato e degli enti pubblici nazionali svolgenti attività industriali, con capitale non più interamente pubblico. Tra tali soggetti sarebbero ricompresi anche Enel e le società dalla stessa costituite in attuazione del decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999, sia per il periodo successivo alla data di emanazione della circolare in questione sia per i periodi pregressi, a partire dalla data in cui il capitale sociale delle stesse ha cessato di essere interamente in mano pubblica (per Enel a partire dall'offerta pubblica di vendita del novembre 1999).

Più precisamente, ai sensi della menzionata circolare, Enel SpA sarebbe tenuta unicamente al versamento dei contributi per CIG e CIGS, mentre le società dalla stessa costituite in attuazione del suddetto decreto legislativo sarebbero tenute anche al pagamento dei contributi per DS e Mobilità.

Il Gruppo Enel ritiene di non essere assoggettabile ai suddetti obblighi contributivi per carenza dei presupposti. In particolare, per quanto riguarda il periodo pregresso, il Gruppo Enel contesta il pagamento dei contributi anche perché – se questi fossero dovuti – non sarebbe stato messo in condizione di utilizzare le prestazioni cui gli stessi si riferiscono.

La circolare è stata impugnata, anche in via cautelare, innanzi ai giudici

amministrativi con contestuale richiesta della sospensione della sua efficacia; l'istanza di sospensione della sua efficacia è stata respinta, ritenendo il TAR che la materia rientri nella competenza esclusiva del giudice ordinario. Enel ha così proposto azione innanzi al Giudice del Lavoro, al fine di accertare l'inesistenza a suo carico dell'obbligo contributivo relativo a CIG, CIGS e Mobilità. Il giudizio è tuttora pendente. L'INPS, in considerazione della complessità di tali tematiche e in relazione alla necessità di ulteriori approfondimenti, ha – in un primo momento – differito il termine per la regolarizzazione dei versamenti contributivi per il periodo pregresso; quindi ha ritenuto necessario richiedere, al riguardo, un parere al Consiglio di Stato, prorogando il termine per la regolarizzazione fino all'acquisizione del parere stesso. Nell'adunanza dell'8 febbraio 2006 la seconda sezione del Consiglio di Stato ha reso tale parere, ritenendo, in particolare, che la circolare non possa produrre effetti retroattivi e che non ci siano le condizioni per applicare sanzioni di qualsiasi natura, e ritenendo quindi necessario che la circolare venga opportunamente integrata e corretta.

Quanto alla contribuzione per la DS, e quindi la Mobilità (in quanto dovuta solo in presenza della base imponibile DS), il Ministero del Lavoro, all'esito di un'indagine ispettiva avviata nel dicembre 2005, volta ad accertare la perdurante sussistenza delle condizioni per l'esonero contributivo per Enel spa e le società costituite in attuazione del decreto legislativo n. 79/1999, ha emesso, in data 1° agosto 2006, un decreto con il quale ha confermato l'esonero dall'obbligo dell'assicurazione contro la disoccupazione involontaria (e quindi la Mobilità), sia per Enel SpA sia per le società dalla stessa derivate e ancora facenti parte del Gruppo Enel, fin dall'inizio della loro attività. Il riconoscimento di detto esonero contributivo ha effetti anche sul contributo per la Mobilità, la cui base di calcolo è costituita dal monte retributivo complessivo assoggettato a contribuzione per la DS.

Peraltro, pur in presenza di un quadro complessivo favorevole a Enel e in difformità con il parere reso dal Consiglio di Stato (i cui argomenti sono stati recepiti dal Giudice del Lavoro di Roma nella sentenza n. 2384 dell'8 febbraio 2007 in causa Acea/INPS) e con le risultanze del decreto emesso dal Ministero del Lavoro, nel corso del 2006 e dei primi mesi del 2007 sono pervenute diverse cartelle esattoriali con le quali viene richiesto il pagamento dei contributi, relativi a periodi pregressi, per CIG, CIGS, Mobilità e DS. Tali cartelle sono state oggetto di sospensione amministrativa di iniziative dello stesso INPS o con provvedimento del Giudice del Lavoro innanzi al quale Enel ha impugnato le cartelle pervenute. Pertanto, allo stato, pare ragionevole ipotizzare come remota una potenziale passività al riguardo.

Indagini in corso da parte della Procura di Milano e della Corte dei Conti

Nel febbraio 2003 la Procura della Repubblica di Milano ha avviato un procedimento, non ancora concluso, 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. In conformità alle deliberazioni assunte dai Consigli di Amministrazione di Enel, di Enelpower ed Enel Produzione, sono state avviate specifiche iniziative nei confronti dei fornitori responsabili, che hanno portato alla definizione di accordi transattivi con Siemens e Alstom.

Sulla base dei fatti emersi nell'ambito del suddetto procedimento penale, la Corte dei Conti ha citato in giudizio l'ex Amministratore Delegato e un ex dirigente della società Enelpower, nonché l'ex Presidente della società Enel Produzione per l'accertamento di una loro eventuale responsabilità (amministrativa patrimoniale) in relazione a un danno patrimoniale all'Erario. Enel, Enelpower ed Enel Produzione sono intervenuti nel giudizio a sostegno della Procura Regionale. Con sentenza del 22 febbraio 2006 la Corte dei Conti, ritenuta la responsabilità degli ex amministratori e dirigenti già citati in giudizio, ha riconosciuto in favore di Enelpower un risarcimento complessivo di circa 14 milioni di euro. La sentenza è stata impugnata avanti la Sezione Giurisdizionale Centrale di Appello della Corte dei Conti di Roma dove è tuttora pendente.

Inoltre, in parallelo al giudizio di cui sopra, Enel Produzione ed Enelpower hanno promosso un'azione revocatoria nei confronti degli aventi causa dell'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione, dell'ex Amministratore Delegato e dell'ex dirigente di Enelpower e hanno ottenuto l'inefficacia nei loro confronti di alcuni atti di dismissione di cespiti.

Allegati

Transizione di Enel SpA ai princípi contabili internazionali (IFRS)

1. **Premessa**

A seguito dell'emanazione del Regolamento CE n. 1606/2002 e in relazione a quanto disposto dal decreto legislativo attuativo n. 38/2005, a partire dall'esercizio 2006 le società emittenti strumenti finanziari ammessi alla negoziazione in mercati regolamentati devono redigere il bilancio societario secondo i princípi contabili internazionali. Pertanto Enel SpA, a partire dall'esercizio 2006, adotta i princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS o *International Financial Reporting Standards* - IFRS), le interpretazioni emanate dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretation Committee* (SIC) omologati dalla Commissione Europea (nel seguito IFRS-EU), con data di transizione agli IFRS-EU al 1° gennaio 2005. L'ultimo bilancio societario di Enel SpA redatto secondo i princípi contabili italiani è relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2005.

Come richiesto dall'IFRS 1, nel presente documento, al paragrafo 6, è riportato il prospetto di riconciliazione, dei patrimoni netti e del risultato di esercizio, fra i valori determinati in precedenza secondo i princípi contabili italiani e quelli rideterminati secondo gli IFRS-EU, corredati dalle relative note di commento alle rettifiche.

I prospetti di Stato patrimoniale e di Conto economico sono stati predisposti ai soli fini del progetto di transizione per la redazione del primo bilancio societario completo secondo gli IFRS-EU e sono, pertanto, privi dei dati comparativi e delle necessarie note esplicative che sarebbero richiesti per una completa rappresentazione della situazione patrimoniale-finanziaria e del risultato economico di Enel SpA in conformità ai princípi IFRS-EU.

2. **Adozione IFRS 1**

Per l'adozione dei princípi contabili internazionali la Società ha applicato quanto disposto dall'IFRS 1 - Prima adozione degli *International Financial Reporting Standards*. Tale principio prevede che, nel caso in cui la Capogruppo adotti i princípi contabili internazionali prima nel bilancio consolidato e successivamente nel bilancio individuale, essa debba iscrivere attività e passività agli stessi importi in entrambi i bilanci, salvo che per le rettifiche di consolidamento.

Pertanto, i prospetti di riconciliazione riportati nel seguito riflettono i medesimi princípi contabili e le medesime opzioni previste dall'IFRS 1 adottati nella redazione del bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio 2005, a eccezione del principio relativo alle partecipazioni in società controllate, collegate e a controllo congiunto.

In particolare, si riportano nel seguito le esenzioni previste dall'IFRS 1 applicabili alla Società, con l'indicazione di quelle utilizzate nella redazione dello Stato patrimoniale di apertura:

> valutazione degli immobili, impianti e macchinari e delle attività immateriali al *fair value* o, in alternativa, al costo rivalutato come valore sostitutivo del costo: la Società ha applicato per taluni cespiti il costo rivalutato quale valore sostitutivo del costo;

> benefici ai dipendenti: la Società ha deciso di iscrivere tutti gli utili e le perdite attuariali cumulati esistenti alla data di transizione, pur avendo scelto di utilizzare il metodo del corridoio per gli utili e le perdite attuariali successivi;

> pagamenti basati su azioni: la Società non ha applicato le esenzioni consentite dagli IFRS-EU sui pagamenti basati su azioni e ha, dunque, applicato l'IFRS 2 a tutti i piani di *stock option* esistenti alla data del 1° gennaio 2005.

3. **Stato patrimoniale IFRS-EU al 1° gennaio 2005 e al 31 dicembre 2005, Conto economico IFRS-EU dell'esercizio 2005.**

Si riportano nel seguito i prospetti di Stato patrimoniale al 1° gennaio 2005 e al 31 dicembre 2005 e del Conto economico dell'esercizio 2005 che evidenziano:

> i valori secondo i princípi contabili italiani riclassificati secondo gli schemi IFRS-EU;

> le rettifiche per l'adeguamento ai princípi IFRS-EU.

Stato patrimoniale al 1° gennaio 2005

Milioni di euro	Princípi contabili italiani riclassificati *IFRS-EU*	Rettifiche *IFRS-EU*	*IFRS-EU*	*Note rettifiche*
ATTIVITÀ				
Attività non correnti:				
> Attività materiali	14,4		14,4	
> Attività immateriali	18,3	(5,4)	12,9	*1*
> Attività per imposte anticipate	629,4	123,3	752,7	*2*
> Partecipazioni	16.069,0	(2,1)	16.066,9	*3*
> Attività finanziarie non correnti	3.926,3	-	3.926,3	*4*
> Altre attività non correnti	404,1	-	404,1	
Totale attività non correnti	**21.061,5**	**115,8**	**21.177,3**	
Attività correnti:				
> Crediti commerciali	226,4	-	226,4	
> Attività finanziarie correnti	*8.749,3*	*216,9*	*8.966,2*	*5*
> Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	20,4	-	20,4	
> Altre attività correnti	942,0	(32,1)	909,9	*6*
Totale attività correnti	**9.938,1**	**184,8**	**10.122,9**	
TOTALE ATTIVITÀ	**30.999,6**	**300,6**	**31.300,2**	

Stato patrimoniale al 1° gennaio 2005

Milioni di euro	Princípi contabili italiani riclassificati IFRS-EU	Rettifiche IFRS-EU	IFRS-EU	*Note rettifiche*
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ				
Patrimonio netto:				
> Capitale sociale	6.103,5	-	6.103,5	
> Altre riserve	3.906,8	(85,5)	3.821,3	
> Utili e perdite accumulati	5.290,6	(66,8)	5.223,8	
Totale patrimonio netto	**15.300,9**	**(152,3)**	**15.148,6**	
Passività non correnti:				
> Finanziamenti a lungo termine	8.530,4	(73,1)	8.457,3	*7*
> TFR e altri benefíci ai dipendenti	409,1	54,5	463,5	*8*
> Fondo rischi e oneri	656,3	(7,0)	649,3	*9*
> Passività per imposte differite	5,2	89,7	94,9	*10*
> Passività finanziarie non correnti	-	114,4	114,4	*11*
Totale passività non correnti	**9.601,0**	**178,4**	**9.779,4**	
Passività correnti:				
> Finanziamenti a breve termine	3.865,8	-	3.865,8	
> Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	1.193,9	-	1.193,9	
> Debiti commerciali	369,5	(0,4)	369,1	*12*
> Debiti per imposte sul reddito	23,7	-	23,7	
> Passività finanziarie correnti	215,4	275,4	490,8	*11*
> Altre passività correnti	429,4	(0,5)	428,9	*13*
Totale passività correnti	**6.097,7**	**274,5**	**6.372,2**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	**30.999,6**	**300,6**	**31.300,2**	

Stato patrimoniale al 31 dicembre 2005

Milioni di euro	Princípi contabili italiani riclassificati *IFRS-EU*	Rettifiche *IFRS-EU*	*IFRS-EU*	*Note rettifiche*
ATTIVITÀ				
Attività non correnti:				
> Attività materiali	11,8	-	11,8	
> Attività immateriali	19,0	(5,0)	14,0	*1*
> Attività per imposte anticipate	401,8	135,0	536,8	*2*
> Partecipazioni	17.474,4	202,1	17.676,5	*3*
> Attività finanziarie non correnti	1.856,7	(6,1)	1.850,6	*4*
> Altre attività non correnti	350,1	-	350,1	
Totale attività non correnti	**20.113,8**	**326,0**	**20.439,8**	
Attività correnti:				
> Crediti commerciali	259,7	-	259,7	
> Attività finanziarie correnti	5.476,0	200,8	5.676,8	*5*
> Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	45,5	-	45,5	
> Altre attività correnti	1.397,8	(44,8)	1.353,0	*6*
Totale attività correnti	**7.179,0**	**156,0**	**7.335,0**	
TOTALE ATTIVITÀ	**27.292,8**	**482,0**	**27.774,8**	

Stato patrimoniale al 31 dicembre 2005

Milioni di euro	Princípi contabili italiani riclassificati IFRS-EU	Rettifiche IFRS-EU	IFRS-EU	*Note rettifiche*
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ				
Patrimonio netto e passività:				
> Capitale sociale	6.157,1	-	6.157,1	
> Altre riserve	4.192,2	139,1	4.331,3	
> Utili e perdite accumulati	3.076,9	(66,7)	3.010,2	
> Risultato del periodo [1]	1.545,5	(19,4)	1.526,1	
Totale patrimonio netto	**14.971,7**	**53,0**	**15.024,7**	
Passività non correnti:				
> Finanziamenti a lungo termine	7.226,9	(72,1)	7.154,8	*7*
> TFR e altri benefíci ai dipendenti	397,6	42,5	440,1	*8*
> Fondo rischi e oneri	830,0	37,9	867,9	*9*
> Passività per imposte differite	38,2	73,5	111,7	*10*
> Passività finanziarie non correnti	-	99,7	99,7	*11*
Totale passività non correnti	**8.492,7**	**181,5**	**8.674,2**	
Passività correnti:				
> Finanziamenti a breve termine	1.967,5	-	1.967,5	
> Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	677,9	-	677,9	
> Debiti commerciali	357,6	(0,3)	357,3	*12*
> Passività finanziarie correnti	162,3	256,5	418,8	*11*
> Altre passività correnti	663,1	(8,7)	654,4	*13*
Totale attività correnti	**3.828,4**	**247,5**	**4.075,9**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	**27.292,8**	**482,0**	**27.774,8**	

(1) Al netto dell'acconto sul dividendo di 1.169,4 milioni di euro.

Conto economico dell'esercizio 2005

Milioni di euro	Princípi contabili italiani riclassificati *IFRS-EU*	Rettifiche *IFRS-EU*	*IFRS-EU*	*Note rettifiche*
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	1.079,4	-	1.079,4	
Altri ricavi	1.518,8	(5,2)	1.513,6	
TOTALE RICAVI	**2.598,2**	**(5,2)**	**2.593,0**	*14*
Costo del personale	100,6	(9,5)	91,1	*15*
Energia elettrica da terzi	604,0	-	604,0	
Servizi e godimento beni di terzi	210,8	-	210,8	
Materiali	2,9	-	2,9	
Altri costi	93,1	37,9	131,0	*16*
Ammortamenti e perdite di valore	13,2	(0,4)	12,8	*17*
Accantonamenti	216,6	11,0	227,6	*18*
RISULTATO OPERATIVO	**1.357,0**	**(44,2)**	**1.312,8**	
Dividendi da società controllate	1.542,5	-	1.542,5	
Proventi e oneri da partecipazioni	-	20,6	20,6	*19*
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(200,6)	6,7	(193,9)	*20*
RISULTATO *ANTE* IMPOSTE	**2.698,9**	**(16,9)**	**2.682,0**	
Imposte sul reddito	-16,0	2,5	(13,5)	*21*
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	**2.714,9**	**(19,4)**	**2.695,5**	

4. **Note di commento alle principali rettifiche IFRS-EU apportate alle voci dello Stato patrimoniale al 1° gennaio 2005 e al 31 dicembre 2005.**

Per le principali rettifiche operate alle singole voci delle situazioni patrimoniali di inizio e fine 2005 vengono qui di seguito fornite brevi note di commento.

Voci di Stato patrimoniale - Attività

1) Attività immateriali (-5,4 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e -5,0 milioni di euro al 31 dicembre 2005); tali rettifiche riguardano esclusivamente il "contributo straordinario" dovuto in conseguenza della soppressione del Fondo di Previdenza per i dipendenti Enel e delle aziende elettriche private (FPE) istituito dalla legge n. 488 del 23 dicembre 1999 (Legge Finanziaria 2000). Si è reso necessario lo storno di quanto iscritto in bilancio a tale titolo, perché non più ammesso secondo i *princípi IFRS-EU*.

2) Attività per imposte anticipate (+123,3 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e +135,0 milioni di euro al 31 dicembre 2005); esse riflettono la contropartita patrimoniale "attiva" degli effetti fiscali applicabili alle rettifiche IFRS-EU indicate nel paragrafo 6.

3) Partecipazioni (-2,1 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e +202,1 milioni di euro al 31 dicembre 2005); tali rettifiche riflettono:

> l'adeguamento al *fair value* della partecipazione in Echelon, società quotata negli Stati Uniti (-2,1 milioni di euro al 1° gennaio 2005);

> l'adeguamento al *fair value* del valore delle partecipazioni detenute nelle società Weather Investments Srl e Terna SpA (+181,5 milioni di euro al 31 dicembre 2005), valutate al costo secondo i princípi contabili italiani;

> l'effetto positivo emergente dalla valutazione al *fair value* dell'opzione *call* prevista negli accordi contrattuali relativi alla cessione della partecipazione in Wind ed esercitata nel mese di gennaio 2006 (+20,6 milioni di euro al 31 dicembre 2005);

4) Attività finanziarie non correnti (-6,1 milioni di euro al 31 dicembre 2005); tali rettifiche riflettono:

> la diminuzione del credito per accollo della Previdenza Integrativa Aziendale per i dirigenti in quiescenza (PIA) vantato verso società del Gruppo (-5,2 milioni di euro al 31 dicembre 2005); tale rettifica è direttamente correlata alla valutazione finanziario-attuariale del debito complessivo rilevato in capo a Enel SpA per PIA e in parte accollato alle società controllate (vedi nota 14 ricavi).

> la rettifica dei crediti finanziari vantati verso le società del Gruppo per effetto della loro rilevazione al costo ammortizzato (-0,9 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

5) Attività finanziarie correnti (+216,9 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e +200,8 milioni di euro al 31 dicembre 2005); tali rettifiche sono principalmente dovute alla valutazione al *fair value* dei derivati di copertura (tassi e cambi) stipulati anche per conto di società del Gruppo (vedi nota "d" del prospetto di riconciliazione del patrimonio netto - paragrafo 6).

6) Altre attività correnti (-32,1 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e -44,8 milioni di euro al 31 dicembre 2005); tali rettifiche si riferiscono prevalentemente allo storno dei risconti attivi per spese e disaggi di emissione relativi ai prestiti obbligazionari valutati al costo ammortizzato.

Voci di Stato patrimoniale - Passività

7) Finanziamenti a lungo termine (-73,1 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e -72,1 milioni di euro al 31 dicembre 2005); tali rettifiche sono relative principalmente a:

> adeguamento dei debiti a medio e lungo termine in valuta estera al cambio di fine periodo, rispetto al criterio adottato secondo i princípi italiani che prevedeva la contabilizzazione al cambio di copertura (-25,2 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e -24,7 milioni di euro al 31 dicembre 2005);

> adozione del criterio del costo ammortizzato per la valutazione dei prestiti obbligazionari e dei debiti verso banche a medio e lungo termine (-42,0 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e -42,9 milioni di euro al 31 dicembre 2005), tenuto conto degli aggi/disaggi e spese di emissione dei prestiti obbligazionari.

8) TFR e altri benefici ai dipendenti (+54,5 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e +42,5 milioni di euro al 31 dicembre 2005); tali rettifiche sono riepilogate nella tabella che segue:

Milioni di euro

	01.01.2005	31.12.2005
TFR	(1,3)	(1,2)
Sconto Energia	7,0	6,1
ASEM	45,4	45,7
Altri benefici	3,4	(8,1)
Totale	**54,5**	**42,5**

Le suddette rettifiche si riferiscono essenzialmente all'applicazione di metodologie attuariali al TFR e all'adeguamento dell'attuale valore finanziario-attuariale delle passività previste.

9) Fondo rischi e oneri (-7,0 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e +37,9 milioni di euro al 31 dicembre 2005); tali rettifiche sono riepilogate nella tabella che segue:

Milioni di euro

	01.01.2005	31.12.2005
Fondo oneri da partecipazioni (Enel Investment Holding BV)	-	11,0
Bonus share Terna	-	33,4
Fondo oneri da ristrutturazione strumenti finanziari	(7,0)	(6,5)
Totale	**(7,0)**	**37,9**

Le suddette rettifiche si riferiscono:

> all'adeguamento del valore del fondo oneri da partecipazioni al valore del patrimonio netto negativo della controllata Enel Investment Holding determinato in applicazione dei princípi contabili IFRS-EU;

> alla valutazione al *fair value* delle azioni gratuite (c.d. "*bonus share*") di Terna, il cui diritto di attribuzione è stato esercitato nel mese di gennaio 2006;

> allo storno del fondo oneri da ristrutturazione degli strumenti finanziari per la mancanza dei requisiti previsti dai princípi IFRS-EU per la sua iscrizione.

10) Passività per imposte differite (+89,7 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e +73,5 milioni di euro al 31 dicembre 2005); esse riflettono la contropartita patrimoniale "passiva" degli effetti fiscali delle rettifiche IFRS-EU indicate nel paragrafo 6.

11) Passività finanziarie correnti e non correnti (+389,8 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e +356,2 milioni di euro al 31 dicembre 2005); tali rettifiche riflettono la valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati.

12) Debiti commerciali (-0,4 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e -0,3 milioni di euro al 31 dicembre 2005); le rettifiche riflettono l'adeguamento al cambio di fine periodo dei debiti commerciali espressi in valuta estera, rispetto al criterio adottato secondo i princípi contabili italiani, che prevede la contabilizzazione al cambio di copertura.

13) *Altre passività correnti* (-0,5 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e -8,7 milioni di euro al 31 dicembre 2005); le rettifiche sono principalmente relative allo storno dei risconti passivi su prestiti accollati alle società del Gruppo per effetto della loro valutazione al costo ammortizzato (-5,6 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

5. **Note di commento alle principali rettifiche IFRS-EU apportate alle voci del Conto economico dell'esercizio 2005**

14) Ricavi (-5,2 milioni di euro); la rettifica degli "altri ricavi" si riferisce a minori recuperi da società del Gruppo derivanti dalla valutazione *finanziario-attuariale* del debito per Previdenza Integrativa Aziendale (PIA) dei dirigenti in quiescenza rilevato in capo a Enel SpA e accollato alle controllate per la quota di loro competenza (vedi nota 4 attività finanziarie non correnti).

15) Costo del personale (-9,5 milioni di euro); la rettifica è relativa:
> alla diversa modalità di valutazione (finanziario-attuariale) dei benefici dovuti ai dipendenti per TFR, Indennità per Mensilità Aggiuntive, Sconto Energia, Previdenza Integrativa Aziendale ecc. (-9,7 milioni di euro);
> alla valutazione dell'onere per *stock option* assegnate ai dirigenti di Enel SpA (+5,0 milioni di euro) nonché alla rettifica del *bonus* su dismissione (-4,8 milioni di euro).

16) Altri costi (+37,9 milioni di euro); la rettifica deriva dalla valutazione:
> al *fair value* della *bonus share* Terna (+33,1 milioni di euro - vedi nota 9);
> dell'onere per *stock option* assegnate ai dirigenti delle società controllate (+4,8 milioni di euro).

17) Ammortamenti e perdite di valore (-0,4 milioni di euro); tale rettifica si riferisce esclusivamente allo storno dell'onere relativo alla quota di ammortamento del Fondo Previdenza Elettrici, non più ammesso secondo i princípi contabili IFRS-EU (vedi nota 1).

18) Accantonamenti (+11,0 milioni di euro); la rettifica è relativa all'adeguamento del fondo oneri da partecipazioni, come precedentemente indicato alla nota 9.

19) Proventi/(Oneri) da partecipazioni (+20,6 milioni di euro); la rettifica è relativa all'effetto positivo emergente dalla valutazione al *fair value* dell'opzione *call* prevista negli accordi contrattuali relativi alla cessione della partecipazione in Wind ed esercitata nel mese di gennaio 2006.

20) Oneri finanziari netti (+6,7 milioni di euro); la rettifica comprende:
> la componente finanziaria derivante dall'attualizzazione dei benefici dovuti ai dipendenti (-2,8 milioni di euro);
> la parte inefficace della copertura relativa agli strumenti finanziari derivati (+11,0 milioni di euro);
> la valutazione al *fair value to profit & loss* della partecipazione in Echelon (+2,4 milioni di euro);
> l'effetto derivante dall'adozione del costo ammortizzato dei crediti e debiti finanziari (-3,9 milioni di euro).

21) Imposte sul reddito (+2,5 milioni di euro); tale importo riflette gli effetti fiscali delle rettifiche sulle voci di Conto economico.

6. **Prospetto di riconciliazione dei patrimoni netti e del risultato di esercizio**

Come richiesto dall'IFRS 1, nel seguito viene riportato il prospetto di riconciliazione del patrimonio netto al 1° gennaio 2005 e al 31 dicembre 2005 e dell'utile dell'esercizio 2005, corredati dei commenti relativi alle rettifiche apportate ai saldi predisposti secondo i princípi contabili italiani.

Milioni di euro	Note	Patrimonio netto		Conto economico dell'esercizio
		al 01.01.2005	al 31.12.2005	2005
PRINCÍPI CONTABILI ITALIANI		**15.300,9**	**14.971,7**	**2.714,9**
Rettifiche:				
> Attività immateriali	a	(5,4)	(5,0)	0,4
> Partecipazioni	b	(2,1)	202,1	23,0
> Attività finanziarie non correnti	c	-	(5,2)	(5,2)
> Strumenti finanziari derivati	d	(132,7)	(125,0)	11,0
> Adozione costo ammortizzato	e	1,8	5,0	(3,9)
> Benefíci ai dipendenti (per es., TFR, *stock option*, Asem ecc.)	f	(54,5)	(42,5)	1,9
> Fondi rischi e oneri	g	7,0	(37,9)	(44,1)
Effetti fiscali delle rettifiche	h	33,6	61,5	(2,5)
Totale rettifiche al netto dell'effetto fiscale		**(152,3)**	**53,0**	**(19,4)**
IFRS-EU		**15.148,6**	**15.024,7**	**2.695,5**

Commenti alle rettifiche IFRS-EU apportate ai patrimoni netti e al risultato di esercizio

a. **Attività immateriali**

La capitalizzazione, prevista da una specifica norma di legge, dell'onere per contributo straordinario al Fondo Previdenza Elettrici, già corrisposto in tre annualità negli esercizi 2000-2002, non è più ammessa dai princípi IFRS-EU che prevedono, per i piani pensionistici a contribuzione definita, la rilevazione a Conto economico sulla base delle quote contributive corrisposte in ciascun esercizio.

L'impatto di tale rettifica sul patrimonio netto al 1° gennaio 2005 e al 31 dicembre 2005 è negativo, rispettivamente, per 5,4 milioni di euro e 5,0 milioni di euro.

b. **Partecipazioni**

Le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate e collegate sono valutate al *fair value*.

L'effetto di tale rettifica sul patrimonio netto al 1° gennaio 2005 e al 31 dicembre

2005 risulta, rispettivamente, negativo per 2,1 milioni di euro e positivo per 202,1 milioni di euro.

c. **Attività finanziarie non correnti**

I crediti verso le società del Gruppo derivanti dall'accollo della Previdenza Integrativa Aziendale per i dirigenti in quiescenza (PIA) sono rettificati per effetto della valutazione finanziario-attuariale del debito complessivo rilevato in capo a Enel SpA per PIA (vedi nota 14 ricavi).

L'effetto di tale rettifica sul patrimonio netto al 31 dicembre 2005 risulta negativo per 5,2 milioni di euro.

d. **Strumenti finanziari derivati**

Per fronteggiare il rischio di oscillazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi delle *commodity*, vengono stipulati contratti derivati a copertura sia di specifiche operazioni sia di esposizioni complessive.

Gli IFRS-EU fissano specifiche regole per la contabilizzazione di tali derivati che si differenziano da quelle previste dai princípi contabili italiani.

In particolare, per i derivati di copertura dei rischi di variabilità dei flussi finanziari futuri attribuiti a una attività, passività o transazione futura (*Cash Flow Hedge* - CFH), i principali impatti sono riscontrabili:

> nell'iscrizione a Stato patrimoniale del *fair value* della posta attiva/passiva "derivato";

> nell'iscrizione a patrimonio netto della riserva per coperture di *cash flow*, per la parte efficace della copertura;

> nell'imputazione a Conto economico della parte inefficace della copertura.

Tale impostazione ha prodotto un effetto negativo sul patrimonio netto al 1° gennaio 2005 e al 31 dicembre 2005 pari, rispettivamente, a 132,7 milioni di euro e 125,0 milioni di euro.

e. **Adozione costo ammortizzato**

I titoli di debito per cui esiste l'intenzione e la capacità da parte della Società di mantenerli sino alla scadenza sono valutati al costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Tale impostazione ha prodotto un effetto positivo sul patrimonio netto al 1° gennaio 2005 e al 31 dicembre 2005 pari, rispettivamente, a 1,8 milioni di euro e a 5,0 milioni di euro.

f. **Benefíci ai dipendenti**

Gli IFRS-EU individuano tra le varie tipologie di benefíci ai dipendenti i "Benefíci successivi al rapporto di lavoro". Essi rappresentano i benefíci dovuti ai dipendenti dopo la conclusione del rapporto di lavoro. Nei programmi a benefíci definiti il rischio

attuariale (che i benefici siano inferiori a quelli attesi) e il rischio di investimento (che le attività investite siano insufficienti a soddisfare i benefici attesi) ricadono sull'azienda e non sul dipendente. Pertanto, è necessario iscrivere il valore attuale finanziario-attuariale della passività prevista e i costi e proventi relativi, compresi oneri finanziari e utili e perdite attuariali.
Per i programmi a benefici definiti riguardanti le prestazioni connesse a TFR, Indennità per Mensilità Aggiuntive (IMA) e Indennità Sostitutiva del Preavviso, Premio Fedeltà, Previdenza Integrativa Aziendale (PIA) e Sconto Energia (energia a tariffa ridotta), si è proceduto pertanto a:

> iscrivere e valorizzare "*ex novo*":
  - passività per Sconto Energia;
  - passività per Premio Fedeltà.

> recepire i diversi criteri di valorizzazione di:
  - Trattamento Fine Rapporto;
  - fondo IMA e Indennità Sostitutiva del Preavviso;
  - fondo PIA.

La differenza di maggior rilievo è rappresentata dalla rilevazione della passività connessa alla assistenza sanitaria Asem, *con un effetto negativo sul patrimonio netto al 1° gennaio 2005 e al 31 dicembre 2005 pari, rispettivamente, a 45,4 milioni di euro e 45,7 milioni di euro.*
Le altre rettifiche sopra menzionate hanno comportato un effetto sul patrimonio netto negativo per 9,1 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e positivo per 3,2 milioni di euro al 31 dicembre 2005.

Inoltre, in applicazione dei princípi IFRS-EU le *stock option* attribuite ai dipendenti sono valutate in base al loro *fair value* al momento dell'assegnazione. Il costo delle opzioni assegnate, rappresentato dal *fair value*, si rileva a Conto economico lungo il periodo di maturazione del diritto (*vesting period*) con contropartita a una specifica riserva del patrimonio netto, pertanto l'impatto sul patrimonio netto complessivo è nullo. I princípi contabili italiani non prevedevano la rilevazione a Conto economico di tali effetti.

g. **Fondi rischi e oneri**

Gli IFRS-EU prevedono che i fondi rischi e oneri debbano essere rilevati solo quando sussiste un evento passato vincolante e l'impresa non ha alcuna realistica alternativa all'adempimento dell'obbligazione. La rettifica si riferisce alla eliminazione del fondo per oneri da ristrutturazione degli strumenti derivati che non possedeva tali caratteristiche, con un conseguente *effetto positivo sul patrimonio netto al 1° gennaio 2005 e al 31 dicembre 2005 pari, rispettivamente, a 7,0 milioni di euro e a 6,5 milioni di euro.*

La rettifica comprende inoltre:

> l'integrazione dell'onere per *bonus share* di Terna commisurato al valore di mercato delle azioni stesse, con un *effetto negativo sul patrimonio netto al 31 dicembre 2005 pari a 33,4 milioni di euro*;

> l'adeguamento del fondo oneri da partecipazioni al valore del patrimonio netto negativo della controllata Enel Investment Holding BV determinato in applicazione dei princípi contabili IFRS-EU, con un effetto *negativo sul patrimonio netto al 31 dicembre 2005 pari a 11,0 milioni di euro.*

L'effetto complessivo sul patrimonio netto è positivo per 7,0 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e negativo per 37,9 milioni di euro al 31 dicembre 2005.

h. **Effetti fiscali delle rettifiche**

Nel complesso le rettifiche connesse all'adozione degli IFRS-EU determinano un impatto *positivo sul patrimonio netto di 33,6 milioni di euro al 1° gennaio 2005 e di 61,5 milioni di euro al 31 dicembre 2005.*

7. Effetti sul rendiconto finanziario al 31 dicembre 2005

Il prospetto di riconciliazione del rendiconto finanziario non viene presentato in quanto gli effetti derivanti dall'applicazione dei princípi contabili IFRS-EU non hanno comportato impatti significativi.

Nella tabella che segue viene riportato il prospetto di riconciliazione dell'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2005 fra i valori determinati in precedenza secondo i princípi contabili italiani e quelli rideterminati secondo gli IFRS-EU.

Milioni di euro

	31.12.2005
Indebitamento finanziario netto secondo i princípi contabili italiani	2.854
> Applicazione costo ammortizzato su debito a breve e a m/l termine (1)	(49)
Indebitamento finanziario netto IFRS-EU	**2.805**

(1) Include aggi, disaggi e costi di transazione direttamente attribuibili alla posta di debito, non più evidenziati separatamente nelle voci previste dai princípi contabili italiani.

Per le voci in riconciliazione si rimanda a quanto già detto nelle note di commento alle principali rettifiche effettuate.

Corporate governance

Sezione I: struttura di governance

Premessa

Nel corso del 2006 il sistema di *corporate governance* in atto nella Società e nel Gruppo ha formato oggetto di un aggiornamento inteso a garantirne sia la rispondenza alle raccomandazioni formulate nella nuova edizione del Codice di Autodisciplina delle società quotate italiane, promossa da Borsa Italiana e pubblicata nel mese di marzo 2006 (nel prosieguo, per brevità, il "Codice di Autodisciplina"), sia l'allineamento alle raccomandazioni formulate dalla Consob in materia e, più in generale, alla *best practice* riscontrabile in ambito internazionale.
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

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.
In base alle risultanze del Libro dei soci e alle informazioni a disposizione, al mese di marzo 2007 nessun soggetto – a eccezione del Ministero dell'Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana, in possesso del 21,12% del capitale sociale, e della Cassa Depositi e Prestiti (società per azioni controllata dallo stesso Ministero), in possesso del 10,15% del capitale sociale – risulta partecipare al capitale stesso in misura superiore al 2%, né si ha conoscenza dell'esistenza di patti parasociali 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; quest'ultimo ha peraltro comunicato di non esercitare su di essa alcuna attività di direzione e coordinamento.
Si segnala che tanto il gruppo Assicurazioni Generali (nel corso del mese di giugno 2006) quanto il gruppo Banca Intesa (nel corso del mese di novembre 2006) sono risultati temporaneamente in possesso di una partecipazione di poco superiore al 2% del capitale della Società.

Limite al possesso azionario

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, prevede che – all'infuori dello Stato, 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 se 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, la clausola statutaria che disciplina il limite al possesso azionario è destinata a decadere qualora il limite del 3% sia superato in seguito all'effettuazione di alcune tipologie di offerta pubblica di acquisto disciplinate dal Testo Unico della Finanza.

Poteri speciali dello Stato italiano

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) alcuni "poteri speciali", esercitabili a prescindere dalla quantità di azioni Enel possedute dallo stesso Ministero.

In particolare, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro delle Attività Produttive, è titolare dei seguenti "poteri speciali", da esercitare nel rispetto dei criteri fissati con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004:

> opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti (vale a dire pari o superiori al 3% del capitale di Enel) da parte di soggetti nei cui confronti opera il limite al possesso azionario sopra descritto. L'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui l'operazione sia suscettibile di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;

> opposizione alla conclusione dei patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza, nel caso in cui vi sia rappresentato almeno il 5% del capitale di Enel. Anche in tal caso l'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui i patti parasociali in questione siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;

> veto all'adozione delle deliberazioni suscettibili di avere maggiore impatto sulla Società (per tali intendendosi le deliberazioni di scioglimento, di trasferimento dell'Azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, nonché quelle intese a sopprimere ovvero

a modificare il contenuto dei "poteri speciali"). Il veto deve essere comunque motivato e può essere espresso solo nei casi in cui tali deliberazioni siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;

> nomina di un Amministratore senza diritto di voto.

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 princípi 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. La società incaricata della revisione contabile di Enel riveste analogo incarico presso le altre società del Gruppo.

In aggiunta al divieto relativo alla prestazione di specifiche tipologie di servizi, imposto alle Società di revisione dal Testo Unico della Finanza (con previsioni introdotte alla fine del 2005), già da tempo il Codice Etico del Gruppo sancisce l'incompatibilità della revisione contabile del bilancio della Società e del bilancio consolidato con lo svolgimento di attività di consulenza prestata in favore di qualsiasi società del Gruppo, estendendosi tale incompatibilità all'intero *network* della Società di revisione.

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 novembre 2005):

> 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 società direttamente 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, composizione e durata in carica

Secondo le previsioni dello statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione si compone da tre a nove membri, nominati 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 quotate.

Lo statuto prevede inoltre, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni e in conformità anche alle modifiche 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.

Tale sistema elettivo prevede attualmente che le liste dei candidati possano 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 vengono 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, a partire dal prossimo rinnovo del Consiglio di Amministrazione, si provvederà 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 del Codice di Autodisciplina – forma oggetto di deposito presso la sede sociale contestualmente alle liste, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società, in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'Assemblea.
Il Consiglio di Amministrazione ha confermato (nel mese di dicembre 2006) di poter soprassedere alla costituzione al proprio interno di un apposito comitato per le proposte di nomina, non essendosi finora riscontrate situazioni di difficoltà da parte degli azionisti nel predisporre adeguate candidature, tali da consentire una composizione del Consiglio di Amministrazione allineata a quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina.
Secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria del 26 maggio 2005, il Consiglio di Amministrazione in carica si compone di nove membri, il cui mandato scade in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, il Consiglio risulta quindi attualmente composto dai seguenti membri, dei quali si riporta un breve profilo professionale, unitamente alla indicazione delle liste di relativa provenienza:

> **Piero Gnudi, 68 anni, Presidente**

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).
Laureato in economia e commercio nel 1962 presso l'Università di Bologna e titolare di uno studio commercialista con sede a Bologna, ha rivestito numerose cariche all'interno di Consigli di Amministrazione e di Collegi Sindacali di importanti società italiane, tra cui STET, Eni, Enichem, Credito Italiano. Nel 1995 è stato nominato Consigliere economico del Ministro dell'Industria. A partire dal 1994 ha fatto parte del Consiglio di Amministrazione dell'IRI, ricoprendovi (nel 1997) l'incarico di sovrintendere alle privatizzazioni e (nel 1999) la carica di Presidente e Amministratore Delegato; sempre presso l'IRI ha quindi svolto (dal 2000 al 2002) le funzioni di Presidente del comitato dei liquidatori. Membro del direttivo di Confindustria, della giunta direttiva di Assonime (associazione tra le società italiane per azioni), del comitato esecutivo dell'Aspen Institute, del comitato per la *corporate governance* delle società quotate ricostituito su iniziativa di Borsa Italiana nell'aprile 2005 nonché Presidente dell'Osservatorio Mediterraneo dell'Energia (OME), attualmente ricopre anche l'incarico di Presidente di Emittenti Titoli, Consigliere di Amministrazione di Unicredito Italiano e commissario governativo del Gruppo Fochi in amministrazione straordinaria. Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Fulvio Conti**, 59 anni, Amministratore Delegato e Direttore Generale

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è entrato nel 1969 all'interno del Gruppo Mobil, dove ha ricoperto diverse posizioni manageriali in Italia e all'estero, fino a rivestire tra il 1989 e il 1990 la carica di direttore finanziario per l'Europa. Direttore amministrazione, finanza e controllo della Montecatini (dal 1991 al 1993), ha ricoperto quindi il ruolo di direttore finanziario della Montedison-Compart (tra il 1993 e il 1996) con responsabilità sulla ristrutturazione finanziaria del relativo gruppo. Direttore Generale e *Chief Financial Officer* delle Ferrovie dello Stato tra il 1996 e il 1998, ha ricoperto importanti incarichi nelle società del relativo gruppo (tra cui Metropolis e Grandi Stazioni). Vice Presidente di Eurofima nel 1997, tra il 1998 e il 1999 ha rivestito il ruolo di Direttore Generale e *Chief Financial Officer* di Telecom Italia, ricoprendo anche in tal caso importanti incarichi nelle società del relativo gruppo (tra cui Finsiel, TIM, Sirti, Italtel, Meie e STET International). Dal 1999 al giugno 2005 ha ricoperto il ruolo di *Chief Financial Officer* di Enel. Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel dal maggio 2005, attualmente ricopre anche l'incarico di Consigliere di Barclays Plc.

> **Giulio Ballio**, 67 anni, Consigliere

(indicato nella lista formulata da investitori istituzionali).

Laureato in ingegneria aeronautica presso il Politecnico di Milano nel 1963, ha svolto presso tale università la sua carriera di studio e di ricerca. Professore universitario dal 1975, a decorrere dal 1983 è titolare della cattedra di costruzioni in acciaio presso la facoltà di ingegneria dello stesso Politecnico di Milano; in tale ateneo gli è stata conferita altresì dal 2002 la carica di rettore. Autore di molteplici pubblicazioni (edite anche all'estero), ha svolto un'ampia attività scientifica. Parallelamente all'attività universitaria ha collaborato (dal 1964) con alcuni studi di ingegneria, fondando quindi nel 1970 una società di servizi di ingegneria (la B.C.V. Progetti) per la quale ha condotto numerosi lavori di progettazione, direzione lavori e consulenza sia in Italia sia all'estero. Membro della commissione del Consiglio Nazionale delle Ricerche per le norme sulle costruzioni in acciaio (dal 1970 al 2000), ha ricoperto la carica di Presidente del Collegio dei tecnici dell'acciaio nel biennio 1981-1982 (essendone stato Consigliere dal 1975 al 1985) e di membro della giunta di presidenza del Servizio Italiano di Taratura (dal 1997 al 2002).
Ha collaborato al recupero di alcuni importanti edifici monumentali (tra cui il ponte dell'Accademia a Venezia) e ha coordinato attività di ricerca nel settore delle costruzioni in ambito nazionale e internazionale. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Augusto Fantozzi, 66 anni, Consigliere**

(indicato nella lista formulata da investitori istituzionali).

Laureato in giurisprudenza nel 1963 presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è avvocato e titolare di uno studio legale con sedi a Roma, Milano, Bologna e Lugano, nonché professore di diritto tributario presso la stessa Università "La Sapienza" e l'Università LUISS Guido Carli. Ministro delle Finanze dal gennaio 1995 al maggio 1996 nel Governo Dini – nel quale ha altresì rivestito per alcuni mesi gli incarichi di Ministro del Bilancio e della Programmazione Economica e di Ministro per il coordinamento delle Politiche Comunitarie – è stato quindi Ministro del Commercio con l'Estero nel Governo Prodi (dal maggio 1996 all'ottobre 1998). Membro della Camera dei Deputati nella tredicesima legislatura (dal maggio 1996 al maggio 2001), ha ricoperto il ruolo di Presidente della Commissione Bilancio, Tesoro e Programmazione Economica (dal settembre 1999). È stato vice Presidente del Consiglio Superiore delle Finanze, Presidente dell'Ascotributi e membro della Consulta dello Stato Città del Vaticano. Già Presidente del comitato scientifico dell'"International Fiscal Association", è stato inoltre autore di numerose pubblicazioni e membro del comitato direttivo di riviste giuridiche italiane e internazionali. Ha infine ricoperto incarichi all'interno di Consigli di Amministrazione di numerose società, tra cui Benetton Group, Lloyd Adriatico, Citinvest, rivestendo attualmente la carica di vice Presidente del Consiglio di Amministrazione di Banca Antonveneta. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Alessandro Luciano, 55 anni, Consigliere**

(indicato nella lista formulata 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. Contestualmente si è occupato della costituzione di società e di finanziamenti dall'estero, contribuendo in tale ambito alla conclusione di alcune operazioni in favore di industrie, gruppi assicurativi e società pubbliche. Dal 1984 ha ampliato la sfera delle proprie attività anche al settore delle telecomunicazioni, di cui ha approfondito tanto l'aspetto imprenditoriale quanto il profilo finanziario e tecnico. Già consulente della STET, della Techint, della Snam Progetti, della Aquater, della Comerint, nonché dell'americana DSC Communications (per conto della quale ha partecipato a studi di sperimentazione in Italia per i sistemi ISDN, MDS, Airspan e *Video on demand*), è stato anche vice Presidente di due Commissioni della Federazione Italiana Gioco Calcio. Dall'ottobre 1998 al marzo 2005 è stato commissario dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, nella quale ha ricoperto il ruolo di membro del Consiglio e della Commissione Infrastrutture e Reti; all'interno dell'Autorità si è occupato, tra l'altro, di sviluppo, concorrenza e interconnessione delle reti di

comunicazione, nonché di soluzione delle controversie tra operatori di telecomunicazioni e utenti. Nel giugno 2005 è stato investito della carica di Presidente del Consiglio di Amministrazione di Centostazioni (gruppo Ferrovie dello Stato). Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Fernando Napolitano, 42 anni, Consigliere**

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio nel 1987 presso l'Università di Napoli, ha quindi perfezionato i propri studi negli Stati Uniti, conseguendo dapprima un *master* in scienza del *management* presso la Brooklyn Polytechnic University e successivamente l'*advanced management program* presso la Harvard Business School. Ha iniziato la propria attività professionale operando nelle divisioni *marketing* dapprima presso la Laben (Gruppo Finmeccanica) e poi presso la Procter & Gamble Italia, ed è quindi entrato a far parte nel 1990 dell'ufficio italiano della Booz Allen Hamilton, società di consulenza nel settore del *management* e della tecnologia, nell'ambito della quale è stato nominato *partner* e *vice president* nel 1998. All'interno di tale ufficio ha ricoperto il ruolo di responsabile dello sviluppo delle attività nei settori telecomunicazioni, media e aerospazio, maturando inoltre esperienze in Europa, negli Stati Uniti, in Asia e nel Medio Oriente; nell'ambito della stessa Booz Allen Hamilton Italia riveste attualmente il ruolo di Amministratore Delegato, con incarichi anche in ambito internazionale. Dal novembre 2001 all'aprile 2006 ha fatto parte della commissione per la televisione digitale terrestre istituita presso il Ministero delle Comunicazioni e dal luglio 2002 al settembre 2006 è stato Consigliere di Amministrazione del CIRA (Centro Italiano Ricerche Aerospaziali). Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Francesco Taranto, 66 anni, Consigliere**

(indicato nella lista formulata da investitori istituzionali).

Ha iniziato la propria attività nel 1959 presso lo studio di un agente di cambio a Milano, operando successivamente (dal 1965 al 1982) all'interno del Banco di Napoli, fino a rivestire il ruolo di responsabile del servizio Borsa e titoli. Ha quindi ricoperto numerosi incarichi direttivi nel settore della gestione collettiva del risparmio, dove ha assunto dapprima le funzioni di Direttore gestioni mobiliari di Eurogest (dal 1982 al 1984) e poi di Direttore Generale di Interbancaria Gestioni (dal 1984 al 1987); passato quindi all'interno del Gruppo Prime (dal 1987 al 2000), ha ricoperto in esso per un lungo periodo la carica di Amministratore Delegato della Capogruppo; è stato inoltre membro del Consiglio direttivo di Assogestioni e del Comitato per la *corporate governance* delle società quotate costituito per iniziativa di Borsa Italiana. Consigliere di Amministrazione di Enel dall'ottobre 2000, riveste attualmente analogo incarico nei Consigli di Amministrazione di Banca Carige, della Cassa di Risparmio di Firenze, di Unicredit Xelion Banca, di Pioneer Global Asset Management (facente parte del Gruppo Unicredito), di Kedrios e di Alto Partners SGR.

> **Gianfranco Tosi**, 59 anni, Consigliere

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in ingegneria meccanica nel 1971 presso il Politecnico di Milano, a partire dal 1972 ha svolto diversi incarichi in ambito universitario presso lo stesso Politecnico, fino a ricoprire nel 1982 la cattedra di tecnologia dei metalli e svolgendo quindi dal 1992 anche il corso di tecnologia dei materiali metallici (unitamente ad analogo incarico presso l'Università di Lecco). Autore di oltre 60 pubblicazioni, ha svolto un'ampia attività scientifica. Componente di alcuni Consigli di Amministrazione di società e consorzi, ha ricoperto anche incarichi associativi, tra cui la vice presidenza del Gruppo Giovani Federlombarda (con funzioni di delegato regionale presso il Comitato Centrale Giovani Imprenditori istituito nell'ambito della Confindustria) e la carica di membro della giunta dell'Unione Imprenditori della Provincia di Varese. Dal dicembre 1993 al maggio 2002 ha rivestito il ruolo di Sindaco della città di Busto Arsizio. Presidente del Centro della Cultura Lombarda istituito dalla Regione Lombardia per la tutela e lo sviluppo della cultura locale, è iscritto inoltre all'Ordine dei giornalisti pubblicisti. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Francesco Valsecchi**, 42 anni, Consigliere

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato con lode in giurisprudenza nel 1987 presso l'Università "La Sapienza" di Roma, ha quindi svolto diversi incarichi presso lo stesso ateneo e l'Università LUISS Guido Carli, con specifico riguardo al settore del diritto commerciale. Dal 1990 al 1992 è stato coordinatore scientifico del corso per giuristi d'impresa organizzato dalla scuola di *management* della medesima Università LUISS. Avvocato e autore di alcune pubblicazioni, dal novembre 2001 è componente della commissione di studio per la riforma del processo civile istituita dal Ministro della Giustizia e dal marzo 2002 ha insegnato presso la Scuola Superiore della Pubblica Amministrazione. Dal dicembre 1994 è membro straordinario del Consiglio Superiore Tecnico del Ministero delle Comunicazioni, mentre dall'aprile 2003 fa parte del comitato tecnico-scientifico dell'Alta Commissione per il coordinamento della finanza pubblica e del sistema tributario. Consigliere di Amministrazione di Poste Italiane (dal maggio 2002 al maggio 2005), ha quindi assunto rilevanti incarichi in alcune società del relativo gruppo, tra cui la presidenza di BancoPosta Fondi SGR (dall'aprile 2003) e di Postecom (dal luglio 2002 all'aprile 2003). Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005.

Gli Amministratori sono consapevoli dei compiti e delle responsabilità inerenti alla carica ricoperta; essi sono tenuti costantemente informati dalle competenti funzioni aziendali sulle principali novità legislative e regolamentari concernenti la Società e l'esercizio delle proprie funzioni, prendendo inoltre parte a iniziative volte ad accrescere la conoscenza della realtà e delle dinamiche aziendali, così da poter svolgere ancor più efficacemente il loro ruolo.

Gli Amministratori svolgono i propri compiti con cognizione di causa e in autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

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, è emerso che ciascuno di essi 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 2006 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 16 riunioni, durate in media oltre 3 ore e 30 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei diversi Consiglieri e la presenza del Collegio Sindacale nonché del magistrato delegato della Corte dei Conti. Per quanto riguarda l'esercizio 2007, fino al mese di marzo sono state tenute 9 riunioni (rispetto alle 4 programmate), mentre per il resto dell'anno risultano programmate ulteriori 10 adunanze consiliari.
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.
Al Presidente competono altresì – in base a deliberazione consiliare del novembre 2005 – 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

Nella seconda metà dell'esercizio 2006 il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza di una società specializzata nel settore, ha effettuato (e completato nel mese di febbraio 2007) 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.
L'analisi, condotta attraverso la compilazione di un questionario da parte di ciascun Consigliere, cui hanno fatto seguito interviste individuali svolte da parte della società

di consulenza, si è concentrata su numerosi aspetti 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) il funzionamento e la composizione 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 struttura organizzativa aziendale e i piani di successione del *management* adottati.

Tra gli aspetti maggiormente positivi emersi dalla *board review* è stato segnalato, anzitutto, il clima di grande coesione esistente all'interno del Consiglio di Amministrazione, che favorisce un dibattito aperto e costruttivo, rispettoso del contributo di ciascun Amministratore e tendente a convergere verso decisioni caratterizzate da un ampio consenso; è stato inoltre evidenziato che il processo decisionale in ambito consiliare risulta alimentato da flussi informativi considerati dagli interessati come tempestivi ed efficaci (ancorché suscettibili di ulteriore miglioramento sotto entrambi tali profili) e forma oggetto di una verbalizzazione puntuale; si è riscontrata inoltre una valutazione sostanzialmente positiva da parte dei Consiglieri circa la facilità di accesso all'Amministratore Delegato e al Presidente, nonché circa il ruolo di garante della applicazione di una corretta *corporate governance* in seno all'organo gestorio svolto da quest'ultimo; la struttura del Consiglio di Amministrazione e il numero delle riunioni consiliari sono stati considerati adeguati e gli obiettivi operativi e di *performance* a breve-medio termine, al pari degli obiettivi strategici di lungo termine, sono stati percepiti come ben individuati; per quanto riguarda i comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione, è emersa un'ampia condivisione sul loro ruolo, sulla efficacia della loro attività e sull'adeguatezza della relativa composizione.

Tra i profili suscettibili di miglioramento – sui quali si focalizzerà quindi l'attenzione del Consiglio di Amministrazione nel corso del 2007 – è stata individuata l'esigenza di una più ampia condivisione da parte del Consiglio medesimo circa le decisioni di maggiore importanza, così come in merito all'adeguatezza della struttura organizzativa aziendale e dei piani di successione del *management*; è stato inoltre auspicato un ulteriore incremento della durata delle riunioni consiliari (pari in media a 2 ore e 30 minuti ciascuna nel corso del 2005) per potere discutere in modo ancor più approfondito le rilevanti tematiche trattate.

Dando seguito alle esigenze emerse dalla *board review* già condotta nel 2004, si è ritenuto opportuno organizzare anche nel corso del 2006 un apposito vertice strategico, svoltosi nel mese di novembre e dedicato all'analisi e all'approfondimento delle strategie di lungo termine della Società e del Gruppo da parte del Consiglio di Amministrazione.

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 dicembre 2006, fatta eccezione per il Presidente e l'Amministratore Delegato, gli altri 7 membri del Consiglio di Amministrazione attualmente in carica (Giulio Ballio, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano, Fernando Napolitano, Francesco Taranto, Gianfranco Tosi e Francesco Valsecchi) 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, nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha attestato la sussistenza del requisito dell'indipendenza in capo a tutti gli Amministratori non esecutivi.

In particolare, si considerano 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.

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 della verifica effettuata nel mese di dicembre 2006, il Consiglio di Amministrazione ha avuto modo di accertare in capo a tutti gli Amministratori non esecutivi anche il possesso dei requisiti di indipendenza previsti per i Sindaci di società con azioni quotate, in conformità alle modifiche apportate alla fine del 2005 al Testo Unico della Finanza.

Nel corso del mese di marzo 2007 il Collegio Sindacale ha avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nell'espletamento della indicata valutazione di 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.

Gli Amministratori indipendenti hanno tenuto la loro prima riunione, in assenza degli altri Amministratori, nel mese di febbraio 2007.

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 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

Al Comitato per le remunerazioni compete anzitutto di vigilare affinché il compenso degli Amministratori sia 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 a tale comitato adoperarsi affinché una parte significativa della remunerazione degli Amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche sia legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo, nonché al raggiungimento di obiettivi specifici preventivamente indicati dal Consiglio di Amministrazione ovvero, nel caso dei dirigenti di cui sopra, dall'Amministratore Delegato; ciò al fine di allineare gli interessi di tali soggetti con il perseguimento dell'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

Il Comitato per le remunerazioni verifica altresì che la remunerazione degli Amministratori non esecutivi sia commisurata all'impegno richiesto a ciascuno di essi, tenuto conto della loro partecipazione ai comitati. Si segnala al riguardo che, in linea con quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, tale remunerazione non è in alcun modo legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo e gli Amministratori non esecutivi non risultano destinatari di piani di incentivazione a base azionaria.

In particolare, al Comitato per le remunerazioni sono quindi attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo ridefiniti dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2006, 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 *stock option* 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 il piano di *stock option* relativo al 2006 – elaborato da parte del Comitato per le remunerazioni e quindi sottoposto all'approvazione assembleare da parte del Consiglio di Amministrazione – ha avuto tra i suoi 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 2006 il Comitato per le remunerazioni (i) è risultato composto interamente da Amministratori non esecutivi e indipendenti, nelle persone di Francesco Taranto (con funzioni di coordinatore), Giulio Ballio, Fernando Napolitano e Gianfranco Tosi, (ii) ha tenuto 10 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti e da una durata media di 1 ora e 10 minuti ciascuna, e (iii) ha fatto ricorso a consulenti esterni, a spese della Società.

Nel corso del 2006 il Comitato per le remunerazioni – oltre a elaborare i contenuti del piano di *stock option* relativo a tale esercizio – si è occupato di definire gli 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. 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), e ha approfondito l'esame delle diverse tipologie di strumenti di incentivazione utilizzabili alla luce della nuova disciplina fiscale in materia di *stock option*.

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 del bilancio e della relazione 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 ridefiniti dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2006, 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 princípi 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 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 presídi 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 2006 il Comitato per il controllo interno è risultato composto interamente da Amministratori non esecutivi e indipendenti. In particolare, durante il 2006, (i) nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e dicembre hanno fatto parte di tale comitato Piero Gnudi (con funzioni di coordinatore), Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano e Francesco Valsecchi, mentre (ii) a partire dal mese di dicembre

(vale a dire in concomitanza con il riconoscimento in capo al Presidente del Consiglio di Amministrazione del nuovo ruolo di Amministratore esecutivo in base ai criteri dettati dal Codice di Autodisciplina) il comitato risulta composto da Augusto Fantozzi (con funzioni di coordinatore), Alessandro Luciano e Francesco Valsecchi. Sempre nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha riconosciuto in capo al nuovo coordinatore Augusto Fantozzi il requisito previsto dal Codice di Autodisciplina di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria.
Nel corso del 2006 il Comitato per il controllo interno ha tenuto 8 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di 1 ora e 30 minuti ciascuna.
Nel corso del 2006 l'attività del Comitato per il controllo interno si è concentrata sulla valutazione (i) dei piani di lavoro elaborati tanto dal preposto al controllo interno che dalla Società di revisione, 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 esaminato alcuni incarichi integrativi di controllo contabile da conferire alla Società di revisione nell'ambito del Gruppo, ha esercitato la propria supervisione circa l'elaborazione del bilancio di sostenibilità e del piano di "tolleranza zero alla corruzione - TZC", 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) e ha vigilato sullo stato di avanzamento delle attività intese a garantire il tempestivo rilascio dell'attestazione del *management* in merito all'allestimento, all'implementazione e all'effettivo funzionamento dei controlli interni relativi alla corretta tenuta delle scritture contabili, secondo quanto richiesto dal Sarbanes-Oxley Act (che trova applicazione a Enel per effetto della quotazione delle azioni della Società presso il New York Stock Exchange, sotto forma di ADR - American Depositary Receipts).

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 per un periodo di tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato.
Nel corso del 2005 la Società, nell'adeguare le proprie regole di *governance* alla normativa statunitense sugli *audit committees* contenuta nel *Sarbanes-Oxley Act* – che trova applicazione a Enel secondo quanto in precedenza indicato – ha rafforzato le funzioni di vigilanza già affidate al Collegio Sindacale dalla normativa italiana, la cui descrizione è contenuta nel paragrafo della presente relazione concernente l'organizzazione della Società.
A decorrere dal mese di luglio 2005, pertanto, in relazione a quanto disposto dalla normativa statunitense sugli *audit committees*, il Collegio Sindacale ha anche i seguenti compiti: (i) svolgere attività di supervisione sull'operato della Società di

revisione e approvare preventivamente l'affidamento a quest'ultima di ulteriori incarichi, comunque di natura contabile; (ii) vigilare sulle procedure aziendali che disciplinano la presentazione di esposti o segnalazioni concernenti le pratiche contabili e il sistema di controllo interno, con la possibilità di fare ricorso a consulenze esterne.
Al fine di garantire un efficace svolgimento dei compiti propri 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 (a conferma di quanto già 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 eventualmente 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.

Tutti i componenti il Collegio Sindacale devono possedere i requisiti di onorabilità e di professionalità richiesti dalla legislazione vigente ai Sindaci delle società con azioni quotate, quali integrati attraverso apposite previsioni statutarie. 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 individuati dalla Consob con apposito regolamento, la cui emanazione è attesa entro la fine del mese di marzo 2007; fino a tale momento, l'esigenza di assicurare ai Sindaci il tempo necessario per lo svolgimento diligente dei loro compiti è soddisfatta dalla previsione statutaria in base alla quale i componenti il Collegio Sindacale non possono ricoprire la carica di Sindaco effettivo in cinque o più società emittenti titoli quotati nei mercati regolamentati non controllate da Enel.
Analogamente a quanto disposto per il Consiglio di Amministrazione – e in attuazione di quanto stabilito dalla normativa in materia di privatizzazioni, nonché in conformità alle modifiche apportate alla fine del 2005 al 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 e di un Sindaco supplente designati dalle minoranze azionarie.
Tale sistema elettivo prevede attualmente che le liste dei candidati possano essere presentate da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, rappresentino almeno l'1% del capitale. Le liste vengono 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, a partire dal prossimo rinnovo del Collegio Sindacale, si provvederà 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 contestualmente alle liste, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società, in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'Assemblea. In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, le modalità per l'elezione di un Sindaco effettivo mediante "voto di lista" nelle società con azioni quotate sono individuate dalla Consob con apposito regolamento, la cui emanazione è attesa entro la fine del mese di marzo 2007; fino a tale momento opera la disciplina statutaria fin qui descritta.
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 21 maggio 2004, il Collegio Sindacale in carica ha un mandato destinato a scadere in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2006. Il Presidente del Collegio Sindacale nominato da tale Assemblea, Angelo Provasoli, ha rassegnato le proprie dimissioni dalla carica nel marzo 2005 (ma con effetto a decorrere dall'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2004) a causa dell'intensa attività conseguente alla sua nomina a rettore dell'Università Bocconi di Milano, ed è stato quindi sostituito con Eugenio Pinto da parte dell'Assemblea ordinaria del 26 maggio 2005. Il Collegio Sindacale risulta quindi attualmente composto dai seguenti membri effettivi, dei quali si riporta un breve profilo professionale, unitamente (ove possibile) alla indicazione delle liste di relativa provenienza:

> **Eugenio Pinto, 47 anni, Presidente**

(designato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato con lode in economia e commercio nel 1983 presso l'Università "La Sapienza" di Roma. Professore di ruolo del raggruppamento di economia aziendale presso la facoltà di economia dell'Università LUISS Guido Carli. Autore di numerose pubblicazioni, ha fatto parte del gruppo di esperti costituito dal Ministro del Tesoro con competenze in ordine al credito e al risparmio, nonché della commissione tecnico-scientifica chiamata a coadiuvare il Dipartimento del Tesoro in materia di fondazioni bancarie. È stato inoltre membro della "Commissione Zamagni", istituita dal Ministro delle Finanze per redigere la disciplina tributaria degli enti *non profit*, nonché consulente del "Comitato Euro" istituito presso il Ministero del Tesoro e incaricato della redazione dei provvedimenti che hanno disciplinato l'introduzione

della moneta unica europea nell'ordinamento interno. Attualmente è componente del comitato esecutivo dell'Organismo Italiano di Contabilità, il nuovo *standard setter* italiano dei princípi contabili, nonché del comitato scientifico del "Cirsfid" presso l'Università di Bologna. Dottore commercialista e revisore contabile, svolge altresì attività di consulenza in materia economico-finanziaria per conto di primari soggetti pubblici e privati. È attualmente Sindaco effettivo, tra l'altro, di Mediobanca, di Alleanza Assicurazioni (Gruppo Assicurazioni Generali), nonché di Sofid (Gruppo Eni), rivestendo al contempo la carica di Presidente del Collegio Sindacale di Astaldi. Ha svolto il ruolo di Sindaco effettivo presso la Banca di Roma, la Banca Nazionale dell'Agricoltura (Gruppo Antonveneta), nonché di Presidente del Collegio Sindacale di Agip Petroli (Gruppo Eni). È Presidente del Collegio Sindacale di Enel dal maggio 2005.

> **Carlo Conte, 59 anni, Sindaco effettivo**

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, ha continuato a svolgere attività in ambito accademico, avendo insegnato nelle Università di Chieti (1988-1989) e LUISS Guido Carli di Roma (1989-1995). Attualmente è docente di contabilità pubblica presso la Scuola Superiore della Pubblica Amministrazione e la scuola di *management* della LUISS, nonché professore a contratto di amministrazione e contabilità pubblica presso l'Università Bocconi di Milano. Dottore commercialista e revisore contabile, risulta autore di svariate pubblicazioni. Nel 1967 è entrato nella Ragioneria Generale dello Stato e ha quindi svolto la propria carriera all'interno della Pubblica Amministrazione, divenendo nel 2002 Dirigente Generale presso la stessa Ragioneria Generale. Rappresenta attualmente l'Amministrazione di appartenenza in diverse commissioni, comitati, gruppi di studio e di lavoro, partecipando altresì ai lavori di alcuni comitati dell'OCSE in rappresentanza dell'Italia. Ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in diversi enti, organismi, società e aziende. Sindaco di Enel dal maggio 2004.

> **Franco Fontana, 63 anni, Sindaco effettivo**

(indicato nella lista formulata da investitori istituzionali).

Revisore contabile e professore ordinario di economia e gestione delle imprese. Dal 1973 ha svolto incarichi di insegnamento presso diversi atenei italiani, ricoprendo a partire dal 1995 l'incarico di preside presso la facoltà di economia della Università LUISS Guido Carli di Roma. Riveste, a decorrere dal 1994, il ruolo di Direttore della scuola di *management* della medesima Università LUISS. È stato membro di diverse commissioni tecniche per il riordinamento della Pubblica Amministrazione (Ministero delle Poste e Telecomunicazioni, Ministero delle Finanze, Ministero dell'Industria, Ministero della Sanità). Dal 1994 al 1997 è stato Presidente della Cassa di Risparmio della Provincia dell'Aquila. Sindaco di Enel dal 2001, è autore di numerose pubblicazioni su temi di gestione e organizzazione di impresa.

Nel corso dell'esercizio 2006 il Collegio Sindacale ha tenuto 16 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 marzo 2007 il Collegio Sindacale ha verificato in capo al Presidente Eugenio Pinto e al Sindaco effettivo Franco Fontana 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 controllo 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.

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

In attuazione delle previsioni introdotte alla fine del 2005 nel Testo Unico della Finanza è stata inserita nello statuto della Società una clausola in base alla quale il Consiglio di Amministrazione, previo parere del Collegio Sindacale, ha provveduto nel mese di giugno 2006 alla nomina del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, individuato nel responsabile della funzione "Amministrazione, Pianificazione e Controllo" della Società.
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 allegata al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e alla relazione 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, nonché (ii) 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. I contenuti della relazione in questione sono individuati dalla Consob con apposito regolamento, la cui emanazione è attesa entro la fine del mese di marzo 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;

> 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 nel mese di marzo 2007 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 dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'individuazione della figura del preposto al controllo interno nel responsabile della funzione *internal auditing* della Società, definendone la remunerazione in misura pari a quella già percepita dall'interessato.

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, sottoponendoli 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.

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 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, un Sindaco effettivo, ovvero 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 esso 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 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 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 o con una parte correlata per il suo 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, nonché i dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo.

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 – che trovano applicazione 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 Stati Uniti d'America secondo la normativa locale applicabile alle società quotate.

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 avere subíto 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 di fonte comunitaria ha sostituito quella in precedenza adottata da Borsa Italiana e che, con effetto dal mese di gennaio 2003, aveva regolato tale materia. Dal mese di aprile 2006 risulta quindi venuta meno anche l'applicabilità del codice di comportamento del Gruppo Enel in materia di *internal dealing* (c.d. "*Dealing Code*"), adottato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2002 in attuazione della disciplina dettata da Borsa Italiana.

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, 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 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.

Difatti, anche sulla scorta di quanto auspicato dalla legislazione speciale in materia di società quotate, si è 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.

Quanto alla disciplina dell'intervento in Assemblea, nel rispetto della normativa di riferimento lo statuto prevede che la relativa legittimazione spetti a coloro che abbiano depositato le azioni almeno due giorni prima della data fissata per la singola riunione e non le abbiano 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).

Inoltre, nel mese di settembre 1999 – e, quindi, nell'imminenza della quotazione delle proprie azioni in Borsa – la Società si è dotata di un apposito regolamento finalizzato a garantire l'ordinato e funzionale svolgimento delle Assemblee attraverso una dettagliata disciplina delle diverse fasi in cui esse si articolano, nel rispetto del fondamentale diritto di ciascun socio di richiedere chiarimenti sui diversi argomenti in discussione, di esprimere la propria opinione e di formulare proposte.

Tale regolamento, pur non assumendo natura di disposizione statutaria, viene approvato dall'Assemblea ordinaria in forza di una specifica competenza attribuita a tale organo dallo statuto; nel corso del 2001 si è proceduto a un aggiornamento dei relativi contenuti al fine di assicurarne l'allineamento ai modelli più evoluti appositamente elaborati da alcune associazioni di categoria (Assonime e ABI) per le società quotate.

Il Consiglio di Amministrazione, in caso di variazioni significative nella capitalizzazione

di mercato delle azioni della Società o nella composizione del suo azionariato, valuta l'opportunità di proporre all'Assemblea modifiche dello statuto in merito alle percentuali stabilite per l'esercizio delle azioni e delle prerogative poste a tutela delle minoranze.

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 Amministrazione della Società nel marzo 2002 e aggiornato nel marzo 2004.
Tale codice esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su standard improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*. In particolare, il Codice Etico si articola in:

> princípi generali nelle relazioni con gli *stakeholder*, che definiscono in modo astratto i valori di riferimento cui il Gruppo si ispira nello svolgimento delle varie attività. Nell'ambito di tali princípi si ricordano in particolare: l'onestà, l'imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell'investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell'ambiente;
> criteri di condotta verso ciascuna classe di *stakeholder*, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori di Enel sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei princípi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;
> meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l'osservanza del Codice Etico e il suo continuo miglioramento.

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 princípi etici in materia finanziaria applicabile in particolare nell'ambito della Società all'Amministratore Delegato e ai direttori delle funzioni "Finanza" e "Amministrazione, Pianificazione e Controllo".
In conformità a quanto richiesto dalla normativa statunitense, il codice in questione è costituito da un complesso di regole dirette a prevenire ragionevolmente ogni condotta illecita, nonché a promuovere:

> una gestione finanziaria onesta e trasparente, che tenga in debita considerazione eventuali conflitti di interesse;
> un'informativa corretta, comprensibile, completa, accurata e tempestiva nei

documenti inviati alle autorità di controllo dei mercati finanziari e in ogni altra comunicazione effettuata nei confronti del pubblico;

> l'osservanza di norme e regolamenti governativi;

> la predisposizione di procedure interne intese ad assicurare la pronta comunicazione di eventuali violazioni delle disposizioni del codice alle persone da esso designate;

> un'adeguata trasparenza verso l'esterno circa l'osservanza delle disposizioni del codice.

Modello organizzativo e gestionale

Nel mese di luglio 2002 la Società ha varato 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 interno chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso, i flussi informativi, il regime sanzionatorio) e di distinte "parti speciali", concernenti le diverse tipologie di reati previsti dal decreto legislativo n. 231/2001.

Nel corso del 2006 il modello organizzativo e gestionale ha formato oggetto di aggiornamento e integrazione, essendosi provveduto da parte del Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per il controllo interno, (i) a una revisione 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.

Piano "tolleranza zero alla corruzione"

Nel mese di giugno 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione del piano di "tolleranza zero alla corruzione - TZC", al fine di sostanziare l'adesione di Enel al *Global Compact* (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e

al PACI - *Partnership Against Corruption Initiative* (iniziativa sponsorizzata dal World Economic Forum di Davos nel 2005).
Il piano TZC 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 princípi formulati in materia da *Transparency International*.

Vengono di seguito allegate tre tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni più significative contenute nella seconda sezione del documento.

TABELLA 1: **Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei comitati di Enel**

Consiglio di Amministrazione

Carica	Componenti	Esecutivi	Non esecutivi	Indipendenti	****	Numero di altri incarichi **	Comitato controllo interno ***	****	Comitato remunerazioni ***	****	Eventuale Comitato nomine ***	****	Eventuale Comitato esecutivo ***	****
Presidente	Gnudi Piero (1)	X	X	X	100%	1	X	100%						
Amministratore Delegato/Direttore Generale	Conti Fulvio	X			100%	1								
Consigliere	Ballio Giulio*		X	X	94%	-			X	80%				
Consigliere	Fantozzi Augusto*		X	X	100%	1	X	63%			Non esistente		Non esistente	
Consigliere	Luciano Alessandro		X	X	100%	-	X	100%						
Consigliere	Napolitano Fernando		X	X	100%	1			X	100%				
Consigliere	Taranto Francesco*		X	X	100%	6			X	100%				
Consigliere	Tosi Gianfranco		X	X	100%	-			X	100%				
Consigliere	Valsecchi Francesco		X	X	100%	1	X	100%						

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione: 1% del capitale sociale.
Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2006: CdA: **16**; Comitato controllo interno: **8**; Comitato remunerazioni: **10**; Comitato nomine: **N.A.**; Comitato esecutivo: **N.A.**

(1) Il Presidente del Consiglio di Amministrazione Piero Gnudi è risultato Amministratore non esecutivo e indipendente nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e dicembre 2006 (in base ai criteri individuati nella edizione 2002 del Codice di Autodisciplina) e, quindi, Amministratore esecutivo a decorrere dal mese di dicembre 2006 (in base ai criteri individuati nella edizione 2006 del Codice di Autodisciplina).

* 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 è indicata con una "X" l'appartenenza di ciascun Amministratore ai comitati. Si segnala che, a decorrere dal mese di dicembre 2006, tenuto conto del nuovo ruolo di Amministratore esecutivo, il Presidente del Consiglio di Amministrazione Piero Gnudi non fa più parte del Comitato per il controllo interno.

**** 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.

TABELLA 2: **Collegio Sindacale di Enel**

Carica	Componenti	Percentuale di partecipazione alle riunioni del Collegio	Numero di altri incarichi**
Presidente	Pinto Eugenio	100%	3
Sindaco effettivo	Conte Carlo	100%	-
Sindaco effettivo	Fontana Franco*	94%	-
Sindaco supplente	Giordano Giancarlo	N.A.	-
Sindaco supplente	Sbordoni Paolo*	N.A.	-

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Collegio Sindacale: 1% del capitale sociale.
Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2006: **16**

* 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 ricoperti dal soggetto interessato negli organi di amministrazione e di controllo di altre società quotate in mercati regolamentati italiani.

TABELLA 3: **Altre previsioni del Codice di Autodisciplina**

	SÌ	NO	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento dalle raccomandazioni del Codice
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate			
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:			
a) limiti	X		
b) modalità d'esercizio	X		
c) e periodicità dell'informativa?	X		
Il CdA si è riservato l'esame e l'approvazione preventiva delle operazioni aventi un particolare rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X		
Il CdA ha definito linee guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X		
Le linee guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X		
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e l'approvazione delle operazioni con parti correlate?	X		
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?	X		
Procedure della più recente nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale			
Il deposito delle candidature alla carica di Amministratore è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate da esauriente informativa?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità a qualificarsi come indipendenti?	X		
Il deposito delle candidature alla carica di Sindaco è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		In occasione dell'ultimo rinnovo dell'intero Collegio Sindacale (anno 2004) tale principio è stato puntualmente rispettato, essendosi proceduto alla nomina con applicazione del meccanismo del "voto di lista". Per la sostituzione del Presidente del Collegio Sindacale (intervenuta nel corso del 2005) il preventivo deposito delle candidature non è invece avvenuto, trattandosi di nomina effettuata senza applicazione del "voto di lista".
Le candidature alla carica di Sindaco erano accompagnate da esauriente informativa?	X		
Assemblee			
La società ha approvato un regolamento di Assemblea?	X		
Il regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X		
Controllo interno			
La società ha nominato il preposto al controllo interno?	X		
Il preposto è gerarchicamente indipendente da responsabili di aree operative?	X		
Inquadramento organizzativo del preposto al controllo interno	Responsabile della funzione *internal auditing*		
Investor relations			
La società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X		
Unità organizzativa e riferimenti del responsabile *investor relations*	> **Rapporti con investitori istituzionali:** *Investor Relations* - Viale Regina Margherita, 137 - 00198 Roma tel. 06.83053437 - fax 06.83053771 - e-mail: investor.relations@enel.it > **Rapporti con azionisti individuali:** Segreteria Societaria - Viale Regina Margherita, 137 - 00198 Roma tel. 06.83052081 - fax 06.83052129 - e-mail: azionisti.retail@enel.it		

(*) 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.

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

Relazione sulla gestione

La struttura Enel

Corporate

Enel SpA

Divisione Mercato Italia

> Enel Distribuzione
> Enel Energia (già Enel Gas) (1)
> Enel.si
> Deval

Divisione Generazione ed Energy Management Italia

> Enel Produzione
> Enel Trade

Divisione Infrastrutture e Reti Italia

> Enel Distribuzione
> Enel Rete Gas
> Enel Sole
> Deval

Divisione Internazionale

> Enel Viesgo Generación (2)
> Slovenské elektrárne
> Enel Maritza East 3 (già Maritza East III Power Company)
> Enel Operations Bulgaria (già Maritza East 3 Operating Company)
> Enel North America
> Enel Latin America
> Enel Panama
> RusEnergoSbyt
> Enel Viesgo Energía
> Enel Electrica Banat
> Enel Electrica Dobrogea
> Electra de Viesgo Distribución
> Enel Servicii
> Enel Viesgo Servicios
> Enel Unión Fenosa Renovables
> Erelis

Servizi e Altre attività

> Enel Servizi
> Sfera
> Dalmazia Trieste
> Enelpower
> Enel.NewHydro
> Enel.Factor
> Enel.Re

(1) Dal 1° gennaio 2006 Enel Gas ha incorporato Enel Energia; a seguito della fusione, la società incorporante ha mutato la propria denominazione sociale in Enel Energia.
(2) Dal 1° gennaio 2006 Enel Viesgo Generación ha incorporato Enel Viesgo Renovables.

La Divisione Mercato Italia 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 Italia ha la missione di produrre energia elettrica a costi competitivi, nel rispetto dell'ambiente.

La Divisione Infrastrutture e Reti Italia ha la missione di garantire la distribuzione di energia elettrica e di gas, ottimizzando la gestione delle reti, nonché di assicurare l'efficiente gestione dei sistemi di misura e di garantire il rispetto dei livelli di qualità del servizio tecnico.

La Divisione Internazionale ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale di Enel, che richiede un rafforzamento delle competenze di ricerca, analisi e definizione delle opportunità di acquisizione, nonché di gestione e integrazione delle attività estere nei mercati dell'energia elettrica e del gas.

Ciascuna di queste Divisioni, unitamente alle aree "Capogruppo" e "Servizi e Altre attività", è presa a riferimento dal *management* per valutare le *performance* del Gruppo.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente
Piero Gnudi

Amministratore Delegato
e Direttore Generale
Fulvio Conti

Consiglieri
Giulio Ballio
Augusto Fantozzi
Alessandro Luciano
Fernando Napolitano
Francesco Taranto
Gianfranco Tosi
Francesco Valsecchi

Segretario del Consiglio
Claudio Sartorelli

Collegio Sindacale

Presidente
Eugenio Pinto

Sindaci effettivi
Carlo Conte
Franco Fontana

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 30 novembre 2005, 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 30 novembre 2005, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Lettera agli azionisti e agli stakeholder

Caro azionista e stakeholder *Enel,*

nel 2006 abbiamo raggiunto e superato tutti gli obiettivi operativi che ci eravamo prefissati. Abbiamo proseguito la strategia di crescita internazionale consolidando le nostre posizioni sui mercati europei.

Le nostre scelte hanno avuto un effetto positivo sui risultati del Gruppo. Nel 2006 il margine operativo lordo è cresciuto del 3,5% rispetto all'anno precedente e l'utile netto del Gruppo, pari a 3.036 milioni di euro, migliora rispetto a quello del 2005 depurato della plusvalenza relativa alla cessione di Terna (1.153 milioni di euro). Grazie a questi risultati, siamo in grado di proporre all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 49 centesimi di euro, in crescita di 5 centesimi di euro rispetto allo scorso anno.

Conclusa la fase di focalizzazione sul *core business*, Enel si trova oggi nella condizione ottimale per proseguire il percorso avviato lungo le direttrici di efficienza e crescita con l'obiettivo di diventare un primario operatore integrato nel mercato europeo dell'energia e del gas.

La nostra Azienda possiede infatti le caratteristiche, le risorse umane, tecniche e finanziarie per conseguire gli obiettivi di eccellenza e di *leadership* che ci prefiggiamo di raggiungere.
Dal punto di vista organizzativo, la piena operatività della nuova struttura, con tre Divisioni sul mercato italiano cui si aggiunge la Divisione Internazionale, ha già consentito di generare sinergie importanti per tutto il Gruppo, permettendo al contempo di indirizzare le specifiche competenze nei diversi settori di attività.

La crescente dimensione raggiunta dalle attività internazionali implica inoltre la necessità di focalizzare l'operato di questa Divisione non solo su aspetti di sviluppo, ma anche su temi di integrazione e di eccellenza operativa delle attività già acquisite.

La crescita in campo internazionale rappresenta una delle nostre priorità strategiche, ed è un'opportunità per Enel per partecipare positivamente al processo di consolidamento dei mercati dell'energia, rendendo più efficiente la struttura finanziaria di Gruppo.

Sul fronte dell'efficienza, abbiamo avviato un progetto trasversale che coinvolge tutta l'Azienda sia in Italia sia all'estero, per il perseguimento dell'eccellenza operativa (Progetto Zenith) dal quale si attendono risultati significativi anche in termini di contenimento dei costi, a partire dall'esercizio in corso e sempre più negli anni a venire. Per finanziare questo importante piano di efficienza operativa abbiamo già accantonato nel 2006 un fondo adeguato.

Sviluppare la *leadership* tecnologica e ambientale diventa uno degli obiettivi strategici della nostra Società. Nell'ambito del Progetto Ambiente e Innovazione, sono stati previsti piani di ulteriori investimenti nel settore delle energie rinnovabili e iniziative per incentivare la ricerca e lo sviluppo per la sostenibilità ambientale. Abbiamo a oggi raggiunto importanti risultati ma crediamo sia necessario mettere in campo forze e risorse nuove, perché la sfida dei cambiamenti climatici richiede azioni immediate e capacità di innovare per costruire un futuro diverso. Il Progetto Ambiente e Innovazione, che prevede investimenti di oltre 4 miliardi di euro al 2011 per la ricerca, le fonti rinnovabili, lo sviluppo, l'innovazione e l'applicazione di tecnologie più avanzate, è un piano senza precedenti per Enel e con pochi paragoni anche a livello internazionale.

Questo cammino porterà Enel a essere tra i protagonisti del mercato europeo dell'energia, con l'obiettivo di essere tra gli operatori più efficienti e dinamici.

Divisione Mercato Italia

La Divisione Mercato Italia, nel corso del 2006, ha completato il suo percorso di riorganizzazione ed è oggi pronta ad affrontare con successo le sfide derivanti dalla piena apertura del mercato elettrico, prevista per luglio 2007. La nostra Società ha già contribuito, in maniera sostanziale, ad accelerare l'apertura del mercato elettrico raggiungendo al 31 dicembre 2006 circa 300.000 clienti nel mercato libero. Tale risultato è il frutto dei notevoli sforzi commerciali che hanno riguardato il potenziamento di offerte ("anno sicuro" e "prezzo amico") che permettono ai clienti, sia grandi sia piccoli, di mettersi al riparo dalle oscillazioni del costo dei combustibili. Abbiamo, inoltre, proseguito l'offerta "energia pura" per la vendita di energia rinnovabile certificata.
Il ventaglio di offerte su misura rese possibili dal contatore elettronico è stato ulteriormente ampliato consentendo significativi risparmi ai nostri clienti con particolari esigenze di consumo.

Nel settore gas, nel corso del 2006 abbiamo acquisito circa 200.000 nuovi clienti con una crescita pari a circa il 9%, che ha portato la nostra base clienti a oltre 2,3 milioni.

Divisione Generazione ed Energy Management Italia

Nel 2006 Enel ha prodotto in Italia 104 TWh (-7% rispetto al 2005). Tale riduzione dei volumi, in linea con le nostre previsioni, è essenzialmente attribuibile all'aumento della produzione di terzi, che hanno coperto la maggiore richiesta di energia sulla rete italiana, e al programma di riconversione di alcuni impianti della nostra Società.

Con l'attuazione del nostro programma di investimenti, infatti, stiamo trasformando alcune vecchie centrali a olio combustibile in nuovi e più efficienti impianti, basati sulla tecnologia del ciclo combinato a gas (con 11 impianti già entrati in esercizio e uno in costruzione). Abbiamo, inoltre, progetti che sfruttano le nuove tecnologie per la produzione da carbone pulito, uno in costruzione a Civitavecchia e un altro in corso di approvazione a Porto Tolle.

Relativamente alle fonti rinnovabili, durante il 2006 sono entrati in funzione ulteriori 100 MW, mentre prevediamo nell'arco di piano circa 1,6 miliardi di euro di nuovi investimenti in sviluppo e mantenimento, con l'obiettivo di produrre con fonti rinnovabili oltre il 30% della nostra energia. Questo programma ci permetterà di avere un *mix* di combustibili più equilibrato e impianti più efficienti, tali da abbassare i costi dell'energia elettrica prodotta in Italia e al contempo ridurre le emissioni specifiche.

Per quanto riguarda i nostri progetti di efficienza operativa e di sicurezza che prevedono il coinvolgimento attivo e la mobilitazione delle nostre risorse, in una logica di qualità totale, ci attendiamo ulteriori risultati in termini di riduzione dei costi di *operation and maintenance* (con un obiettivo del -3% al 2007) e un miglioramento della gestione complessiva degli impianti.

Divisione Infrastrutture e Reti Italia

La Divisione Infrastrutture e Reti Italia, oltre ai continui miglioramenti nella qualità della distribuzione di elettricità (circa il 60% di riduzione delle interruzioni rispetto al 2001), ha sviluppato e condotto programmi di efficienza che si sono tradotti in miglioramenti dei risultati economici.
Nel corso del 2006 è stato sostanzialmente completato il progetto di sostituzione dei vecchi misuratori con i nuovi contatori elettronici e tutte le funzionalità di gestione in remoto possono considerarsi operative. Con questo progetto, uno dei più grandi realizzati recentemente in Italia e il più grande di questo genere nel mondo, stiamo conseguendo importanti risparmi nella gestione dei clienti. Il nuovo

contatore elettronico, unitamente ad altri programmi di efficienza, ci ha permesso di conseguire una riduzione del *cash cost* per cliente (il parametro che misura i costi operativi e gli investimenti sulla rete per singolo cliente) del 32% rispetto al 2001, con risparmi complessivi di circa 1,3 miliardi di euro all'anno.
Nel settore del gas, nel corso del 2006, abbiamo consolidato il nostro ruolo di secondo operatore nella distribuzione di gas nel Paese, superando i 2 milioni di clienti serviti e, grazie alla crescente integrazione con la gestione delle reti elettriche, ci attendiamo importanti miglioramenti nella gestione.

Divisione Internazionale

Nel corso del 2006 Enel ha proseguito la sua crescita internazionale, raggiungendo una potenza installata di oltre 10.300 MW, superando i 27.500 GWh di energia prodotta e i 2 milioni di clienti serviti.
Lo scorso anno abbiamo acquisito Slovenské elektrárne, una società con un parco impianti di oltre 7.000 MW, che consideriamo fondamentale nella nostra strategia di crescita nel Centro Europa. In Romania, dove siamo già presenti con le società di distribuzione Enel Electrica Banat ed Enel Electrica Dobrogea, ci siamo aggiudicati la gara per Muntenia Sud, che ci consentirà di acquisire un altro milione e centomila clienti. Siamo oggi uno dei principali investitori esteri in Romania, un Paese culturalmente molto vicino all'Italia, in cui contiamo di crescere anche nella generazione.

Abbiamo l'opportunità di crescere e sviluppare ulteriormente la nostra presenza in Bulgaria e siamo stati inoltre i primi operatori occidentali a entrare in Russia, un Paese che, pur tra molte difficoltà, sta avviando ora un importante processo di privatizzazioni e che consideriamo una nuova frontiera di sviluppo molto promettente. Oltre a gestire una centrale a ciclo combinato a San Pietroburgo dal dicembre 2000, Enel ha acquistato nel corso dell'anno il 49,5% del capitale di RusEnergoSbyt, una delle principali società di *trading* di energia elettrica del Paese.

Enel sta consolidando la propria presenza in Spagna, dove ha avviato un programma di oltre 1,5 miliardi di euro di investimenti per rinnovare il parco di generazione e crescere nelle rinnovabili. Inoltre, con l'acquisizione di Erelis, Enel è entrata nel promettente mercato dell'energia eolica in Francia gestendo un portafoglio di progetti per circa 500 MW.

Le fonti rinnovabili costituiscono, anche all'estero, un obiettivo prioritario di crescita per Enel. Con una capacità installata di oltre 4.100 MW, che si aggiunge agli oltre 15.300 MW di impianti da fonte rinnovabile in Italia, Enel si conferma uno dei principali operatori del settore a livello mondiale. In questo contesto si collocano le acquisizioni di impianti idroelettrici a Panama, delle società di sviluppo eolico

TradeWind e Snyder in Nord America, e di 20 impianti idroelettrici in Brasile, concluse nel corso dell'anno 2006.

Previsioni

Enel proseguirà il processo di crescita nei mercati di interesse mediante la maggiore efficienza che sarà prodotta dall'integrazione nel Gruppo delle realtà operative già esistenti e anche attraverso i programmi di espansione internazionale. In particolare, con l'ingresso nel capitale di Endesa e con gli importanti accordi raggiunti con Acciona, prima, per la gestione congiunta di Endesa, e successivamente con E.On per il suo ritiro dall'OPA su Endesa stessa contro cessione di alcuni *asset*, Enel ha raggiunto un importante risultato versa la realizzazione di un grande Gruppo energetico europeo con una forte presenza in Spagna e nel resto del mondo.

In Italia investiremo nei prossimi cinque anni circa 14 miliardi di euro per l'ammodernamento degli impianti di produzione, per l'efficienza e per aumentare la qualità nelle reti di distribuzione, con una maggiore attenzione alle esigenze dei nostri clienti nell'ambito del sempre più competitivo mercato dell'energia.

I progetti avviati e tutte le attività previste nei diversi settori, nonché la crescita delle attività internazionali produrranno effetti positivi anche nel 2007, i cui risultati operativi sono attesi in miglioramento.

L'Amministratore Delegato
Fulvio Conti

Sintesi dei risultati

Dati di sintesi

	2006	2005
Dati economici (milioni di euro)		
Ricavi	38.513	33.787
Margine operativo lordo	8.019	7.745
Risultato operativo	5.819	5.538
Risultato netto del Gruppo e di terzi	3.101	4.132 (1)
Risultato netto del Gruppo	3.036	3.895 (1)
Dati patrimoniali e finanziari (milioni di euro)		
Capitale investito netto	30.715	31.728
Indebitamento finanziario netto	11.690	12.312
Patrimonio netto (incluse quote di terzi)	19.025	19.416
Cash flow da attività operativa	6.756	5.693
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.963	2.829 (2)
Dati per azione (euro)		
Risultato netto del Gruppo per azione	0,49	0,63
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio	2,99	3,10
Dati operativi		
Energia venduta da Enel (TWh) (3)	159,8	156,3
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) (3)	267,6	260,7 (4)
Vendite di gas (miliardi di m^3)	5,9	6,7
> di cui alla clientela finale (miliardi di m^3)	*4,5*	*5,1*
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	131,4	125,7
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.)	58.548	51.778
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio *brent* (dollari/bbl)	65,1	54,4
Prezzo medio dell'olio combustibile BTZ (dollari/t) (5)	314,0	272,9
Prezzo medio del carbone (dollari/t fob) (6)	48,2	46,4
Cambio medio dollaro USA per euro	1,256	1,244
Euribor a sei mesi (media dell'esercizio)	3,23%	2,24%

(1) Inclusa la plusvalenza di 1.153 milioni di euro realizzata essenzialmente con la cessione di Terna.

(2) Escluso il valore attribuito alle *discontinued operations*.

(3) Escluse le cessioni ai rivenditori.

(4) Inclusi 1.472 milioni di kWh di energia vettoriata in esercizi precedenti, ma commercialmente considerata nel 2005.

(5) Indice Platt's CIF Med.

(6) Indice Coal Week International per il *mix* considerato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Sintesi dei risultati del 2006

Nel 2006 i *ricavi* sono pari a 38.513 milioni di euro, in crescita del 14,0% rispetto al 2005. L'incremento è riferibile essenzialmente ai maggiori ricavi conseguiti all'estero sia con l'attività di *trading* internazionale sia con le attività di generazione e distribuzione delle controllate estere.

Il *margine operativo lordo* si attesta a 8.019 milioni di euro (7.745 milioni di euro nel 2005), con un incremento pari a 274 milioni di euro (+3,5%) dovuto essenzialmente alla crescita della Divisione Internazionale.
Il margine operativo lordo del 2006 tiene conto di un accantonamento di 400 milioni di euro finalizzato a un piano di eccellenza operativa che permetterà, tra l'altro, di conseguire risparmi già a partire dal 2007.

Il *risultato operativo* del 2006 è pari a 5.819 milioni di euro, con un incremento, rispetto al 2005, di 281 milioni di euro (+5,1%). Tale crescita tiene conto, per 263 milioni di euro, del provento generato dallo scambio azionario Wind-Weather.

Il *risultato netto del Gruppo* nel 2006 si attesta a 3.036 milioni di euro, a fronte di un risultato pari a 3.895 milioni di euro del 2005 che includeva, tra le *discontinued operations*, la plusvalenza di 1.153 milioni di euro conseguita essenzialmente con la cessione del 43,85% del capitale di Terna.

Il *capitale investito netto* al 31 dicembre 2006 è pari a 30.715 milioni di euro ed è coperto per il 61,9% dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi (19.025 milioni di euro) e per il 38,1% dall'indebitamento finanziario netto (11.690 milioni di euro).

L'*indebitamento finanziario netto* al 31 dicembre 2006 registra un decremento di 622 milioni di euro rispetto al valore del 31 dicembre 2005 e risente della cessione del 26,1% del capitale sociale di Weather, nonché dell'acquisizione del 66% del capitale sociale della società Slovenské elektrárne, incluso il consolidamento del relativo debito. Al 31 dicembre 2006 l'incidenza dell'indebitamento sul patrimonio netto si attesta a 0,61 a fronte di 0,63 di fine 2005.

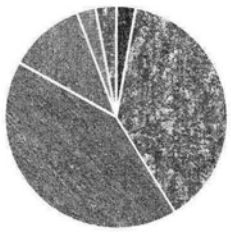
Dati economici e patrimoniali per area di attività

Milioni di euro	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Mercato Italia	21.108	19.487	175	152	2	12
Generazione ed Energy Management Italia	15.661	12.995	3.149	3.407	2.197	2.398
Infrastrutture e Reti Italia	5.707	5.532	3.418	3.398	2.589	2.628
Internazionale	3.068	1.858	918	485	519	307
Capogruppo	1.178	1.118	177	67	423	53
Servizi e Altre attività	1.161	1.741	179	315	86	219
Elisioni e rettifiche	(9.370)	(8.944)	3	(79)	3	(79)
Totale	**38.513**	**33.787**	**8.019**	**7.745**	**5.819**	**5.538**

Milioni di euro	Attività operative		Passività operative		Investimenti	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Mercato Italia	6.948	6.465	6.272	5.289	56	53
Generazione ed Energy Management Italia	16.752	16.468	4.019	3.841	897	798
Infrastrutture e Reti Italia	16.875	15.708	4.042	3.567	1.459	1.570
Internazionale	10.008	4.282	4.037	813	467	299
Capogruppo	1.013	1.263	1.275	1.604	13	11
Servizi e Altre attività	1.771	2.945	1.128	2.392	71	98
Elisioni e rettifiche	(3.352)	(3.280)	(2.884)	(3.137)	-	-
Totale	**50.015**	**43.851**	**17.889**	**14.369**	**2.963**	**2.829**

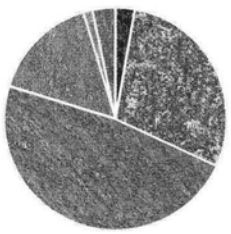
	Dipendenti (n.)	
	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Mercato Italia	5.176	5.994
Generazione ed Energy Management Italia	9.573	9.006
Infrastrutture e Reti Italia	24.701	25.769
Internazionale	13.861	5.024
Capogruppo	652	569
Servizi e Altre attività	4.585	5.416
Totale	**58.548**	**51.778**

Margine operativo lordo
(milioni di euro)



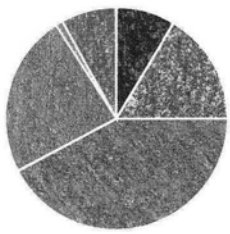
- Mercato Italia: **175**
- Generazione ed Energy Management Italia: **3.149**
- Infrastrutture e Reti Italia: **3.418**
- Internazionale: **918**
- Capogruppo: **177**
- Servizi e Altre attività: **179**

Investimenti
(milioni di euro)



- Mercato Italia: **56**
- Generazione ed Energy Management Italia: **897**
- Infrastrutture e Reti Italia: **1.459**
- Internazionale: **467**
- Capogruppo: **13**
- Servizi e Altre attività: **71**

Dipendenti
(n.)



- Mercato Italia: **5.176**
- Generazione ed Energy Management Italia: **9.573**
- Infrastrutture e Reti Italia: **24.701**
- Internazionale: **13.861**
- Capogruppo: **652**
- Servizi e Altre attività: **4.585**

Enel e i mercati finanziari

Principali dati per azione e borsistici

	2006	2005
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,30	1,26
Risultato operativo per azione (euro)	0,94	0,90
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,49	0,63
Dividendo unitario (euro)	0,49 (1)	0,63
Pay-out ratio (2) (%)	100	100
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	2,99	3,10
Prezzo massimo dell'anno (euro)	7,89	7,48
Prezzo minimo dell'anno (euro)	6,54	6,32
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	7,77	6,75
Capitalizzazione borsistica (3) (milioni di euro)	47.988	41.543
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	6,176	6,157

(1) Dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione del 27 marzo 2007 pari a 0,49 euro per azione (di cui 0,20 euro corrisposti quale acconto a novembre 2006).

(2) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.

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

Altri indicatori finanziari

		Corrente (1)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Peso azioni Enel:					
> su indice MIB 30		8,09%	8,37%	8,75%	10,46%
> su indice FT SE Electricity E300		18,83%	18,81%	23,22%	28,12%
Rating		**Corrente (1)**	**31.12.2006**	**31.12.2005**	**31.12.2004**
Standard & Poor's	*Outlook*	*Negative*	*Negative*	*Stable*	*Stable*
	M/L termine	A+	A+	A+	A+
	Breve termine	A-1	A-1	A-1	A-1
Moody's	*Outlook*	*Negative*	*Stable*	*Stable*	*Stable*
	M/L termine	Aa3	Aa3	Aa3	A1
	Breve termine	P-1	P-1	P-1	P-1

(1) Dati aggiornati al 14 marzo 2007.

Nel 2006 la ripresa economica nell'"Area Euro" è apparsa ben consolidata e solida, con una crescita del PIL pari al 2,7% contro l'1,4% del 2005. La politica monetaria adottata dalla BCE ha portato a fine anno il tasso d'interesse di riferimento al 3,50% e al 3,75% nel marzo 2007.

In tale scenario macroeconomico, il 2006 è stato un anno positivo per i mercati finanziari che hanno beneficiato dell'abbondante liquidità, dell'assenza di forti tensioni a livello macroeconomico e dei buoni fondamentali delle società.
In particolare, per il mercato azionario italiano, il 2006 è stato il quarto anno consecutivo di crescita (indice MIB +82,5% da fine 2002 a fine 2006), con scambi ulteriormente progrediti rispetto al 2005 e pari a oltre 1.200 miliardi di euro di controvalore.

Performance brillanti hanno caratterizzato anche le principali piazze finanziarie europee, con l'indice FTSE 100 (Regno Unito) che ha realizzato un incremento di oltre l'11%, l'indice DAX (Germania) di oltre il 21%, l'indice CAC 40 (Francia) di oltre il 16% e l'indice spagnolo IBEX di oltre il 31%.

In questo contesto il titolo Enel si è apprezzato di quasi il 17% chiudendo l'anno a 7,815 euro ma raggiungendo nel febbraio 2007 i massimi (dal giugno 2000) quando il titolo ha toccato una quotazione pari a 8,395 euro.

L'anno 2006 è stato, altresì, un anno in cui il settore delle *Utility* è stato interessato da una intensa attività di finanza straordinaria, in particolare con annunci relativi a offerte pubbliche di acquisto (OPA), prevalentemente in Spagna.
Si segnalano, tra le altre, le seguenti operazioni rilevanti: la contro offerta di E.On su Endesa nel febbraio 2006, per ostacolare l'OPA che Gas Natural aveva lanciato su Endesa nel settembre 2005, e l'OPA che Iberdrola ha lanciato su Scottish Power nel novembre 2006.
Enel a fine febbraio del 2007 ha annunciato il suo ingresso nel capitale di Endesa con l'acquisizione di una quota pari al 9,99% e, attraverso successive operazioni di *share swap*, si è assicurata una serie di opzioni per portarsi fino al 24,98%.

Nel novembre 2006 è stato distribuito un acconto sul dividendo relativo agli utili 2006 pari a 20 centesimi di euro per azione che, sommato al dividendo già pagato in giugno, pari a 44 centesimi di euro, porta l'ammontare complessivo pagato nel corso dell'anno a 64 centesimi di euro per azione.

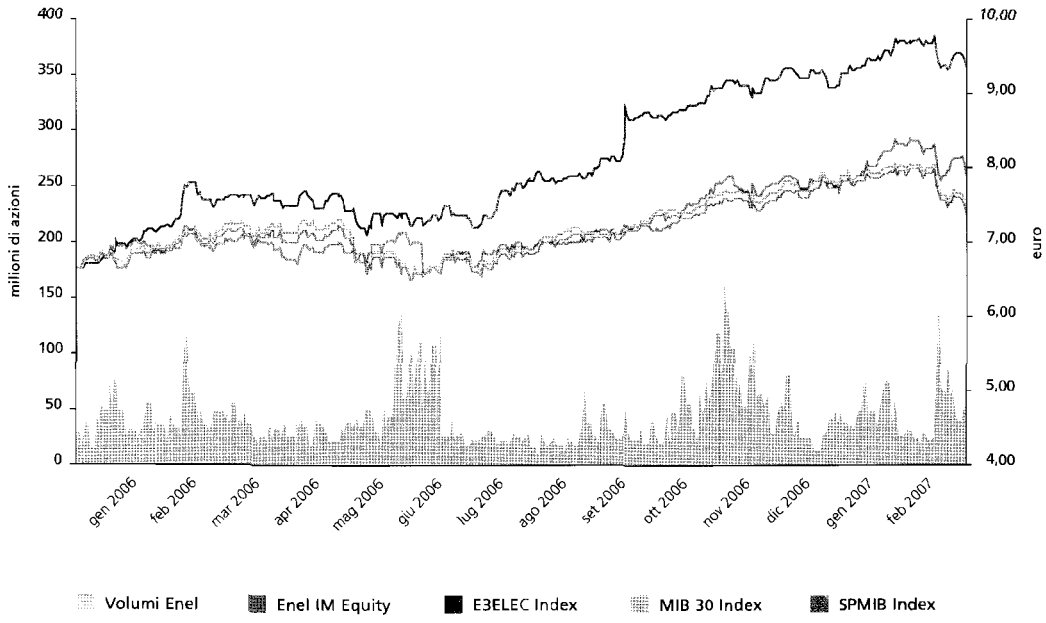
Il volume giornaliero medio di scambi è stato pari a 42,5 milioni di azioni rispetto ai 40,7 milioni del 2005, con un incremento pari al 4,4%.

Al 31 dicembre 2006 l'azionariato Enel è composto per il 21,14% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 10,16% dalla Cassa Depositi e Prestiti e per il restante 68,70% da altri azionisti. Alla stessa data non risultano altri azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.
Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito *web* istituzionale (www.enel.it) alla sezione *Investor Relations* (http://www.enel.it/azienda/investor_relations) dove sono disponibili:

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

Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: *+39-0683052081*; indirizzo di posta elettronica: azionisti.retail@enel.it) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683057008; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.it).

Andamento titolo Enel e indici MIB 30, S&P MIB e FTSE Electricity E300
(volume di scambi giornalieri/prezzo ufficiale) - Da gennaio 2005 al 14 marzo 2007



Fatti di rilievo del 2006

Cessione della partecipazione in Wind

In data 8 febbraio 2006 Enel e Weather Investments (Weather), società che fa capo all'imprenditore egiziano Naguib Sawiris, hanno completato gli adempimenti relativi alla seconda e ultima fase dell'operazione di cessione di Wind. In particolare, Enel ha ceduto a una società controllata da Weather, a seguito dell'esercizio da parte della stessa dell'opzione *call* prevista negli accordi stipulati tra le parti nel maggio 2005, il 6,28% del capitale di Wind per un corrispettivo ricevuto per cassa di 328 milioni di euro. Il residuo 30,97% del capitale di Wind è stato conferito a Weather da Enel che ha ricevuto in cambio azioni rappresentative del 20,9% del capitale di Weather. Tenuto conto della quota del 5,2% del capitale di Weather acquisita nel mese di agosto 2005 durante la prima fase dell'operazione, Enel deteneva, in data 8 febbraio 2006, una partecipazione complessiva del 26,1% in tale società.

Cessione della partecipazione in Weather

In data 21 dicembre 2006 Enel ha ceduto per un corrispettivo di 1.962 milioni di euro la partecipazione del 26,1% in Weather, ottenuta attraverso il già citato scambio azionario Wind-Weather. L'accordo ha previsto la cessione del 10% del capitale di Weather a una società interamente controllata dalla stessa Weather e il restante 16,1% a favore della sua controllante Weather Investments II S.à.r.l. (Weather II), *holding* facente capo all'imprenditore Sawiris.

Il pagamento del corrispettivo è avvenuto per una prima *tranche* di un miliardo di euro al momento del trasferimento della partecipazione in Weather, mentre una seconda *tranche* di 962 milioni di euro verrà corrisposta entro i 18 mesi successivi. Su questa seconda *tranche* maturano interessi, a decorrere dalla data del trasferimento, in linea con i tassi di mercato. A garanzia del pagamento della seconda *tranche* è stato costituito a favore di Enel un pegno (senza diritto di voto) sul 26,1% del capitale di Weather ed è prevista la cessione dei crediti vantati da Weather II nei confronti di Weather.

Nell'ambito dell'accordo è previsto un meccanismo di *earn-out*, inteso ad assicurare a Enel una integrazione del corrispettivo di cessione nel caso in cui, nei 18 mesi

successivi al trasferimento della partecipazione, il gruppo facente capo a Sawiris ritrasferisca a terzi le azioni di Weather a un prezzo superiore a quello pattuito con Enel medesima. L'accordo prevede inoltre la risoluzione dei patti parasociali sottoscritti tra Enel e Sawiris per la gestione di Weather.
Alla conclusione dell'intera operazione, Enel avrà ricevuto per la cessione di Wind un corrispettivo netto per cassa pari a 4.971 milioni di euro, al netto degli interessi maturati sulla dilazione di pagamento concessa.

Cessione di Carbones Colombianos del Cerrejón

In data 8 febbraio 2006 è stata finalizzata la cessione da parte di Enel del 100% del capitale sociale di Carbones Colombianos del Cerrejón. La società, attiva nell'esplorazione, fattibilità ed estrazione (quest'ultima presso una miniera di carbone sita nella regione di Guaijra in Colombia) in miniere e giacimenti di sostanze minerali, è stata ceduta a un corrispettivo complessivo netto di circa 38 milioni *di dollari statunitensi.*

Acquisizione della Slovenské elektrárne AS

In data 28 aprile 2006 Enel, in ottemperanza al contratto siglato il 17 febbraio 2005, ha acquisito il 66% del capitale della società Slovenské elektrárne AS (SE), il maggior produttore elettrico slovacco e il secondo maggior produttore dell'Europa centro-orientale. SE dispone di un parco impianti con una capacità produttiva lorda pari a circa 7.000 MW (l'83% della capacità produttiva della Slovacchia) ben bilanciato tra termoelettrico, idroelettrico e nucleare, che garantisce una produzione di elettricità a costi molto competitivi. Il corrispettivo è stato pari a circa 840 milioni di euro, a fronte del quale Enel aveva già effettuato nel 2005 un deposito di 168 milioni di euro.

Cessione del 30% di Enel Unión Fenosa Renovables

Il 30 maggio 2006 Enel e Unión Fenosa hanno finalizzato il trasferimento del 30% del capitale di Enel Unión Fenosa Renovables (Eufer). In particolare, Unión Fenosa ha esercitato l'opzione di acquisto di tale quota da Enel e il capitale di Eufer risulta pertanto ora ripartito in parti uguali tra i due soci.
Come stabilito nell'accordo siglato nel 2003, Unión Fenosa ha versato a Enel un importo di 71,8 milioni di euro. Gli accordi raggiunti tra i soci prevedono una gestione congiunta di Eufer con 4 rappresentanti di Enel e altrettanti di Unión Fenosa, all'interno di un Consiglio di Amministrazione composto da 8 membri.

Aggiudicazione della gara relativa a parte della rete di distribuzione rumena

In data 5 giugno 2006 Enel si è aggiudicata la gara indetta dal Governo rumeno per la cessione del pacchetto di maggioranza della società di distribuzione di energia

elettrica Electrica Muntenia Sud SA (EMS). Per l'acquisizione del 67,5% del capitale di EMS, Enel ha offerto 820 milioni di euro. Tale corrispettivo si riferisce sia al trasferimento delle azioni sia a un contestuale aumento di capitale. La firma del contratto è condizionata dall'approvazione da parte del Governo rumeno. EMS serve la capitale Bucarest e le regioni limitrofe di Ilfov e Giurgiu, conta circa 2.000 addetti e nel 2005 ha registrato un fatturato pari a circa 398 milioni di euro e un utile netto di circa 20 milioni di euro.

Acquisizione di un'ulteriore quota della partecipazione in Maritza East III Power Holding e della partecipazione in Maritza O&M Holding Netherlands BV

Il 14 giugno 2006 Enel ha acquisito da Entergy Power Bulgaria Ltd (Entergy) il 40% del capitale di Maritza East III Power Holding, una società olandese titolare del 73% di Maritza East III Power Company (oggi Enel Maritza East 3), la società bulgara che a sua volta possiede la centrale di Maritza East III, situata nel sud-est del Paese nei pressi di Stara Zagora. Nel 2003 Enel aveva già acquisito da Entergy il 60% del capitale di Maritza East III Power Holding, assumendo la guida nella gestione e nel processo di ammodernamento dell'impianto a lignite (840 MW) di Maritza East III, una delle più importanti centrali elettriche bulgare.

Enel ha inoltre acquisito nella stessa data, sempre da Entergy, l'intero capitale di Maritza O&M Holding Netherlands BV, una società olandese che possiede il 73% di Maritza East 3 Operating Company (oggi Enel Operations Bulgaria), la società bulgara incaricata del funzionamento e della manutenzione della centrale di Maritza East III.

Il 27% di entrambe le società bulgare rimane di proprietà di NEK, la società nazionale per l'energia elettrica bulgara.

Per le due acquisizioni (Maritza East III Power Holding, 40% del capitale, e Maritza O&M Holding Netherlands, 100% del capitale) Enel ha versato a Entergy un corrispettivo complessivo di 47,5 milioni di euro.

Acquisizione di una partecipazione in RusEnergoSbyt, *trader* russo di energia elettrica

Il 21 giugno 2006, in esecuzione del *Memorandum of Understanding* (MoU) siglato il 2 marzo 2006, Enel ha perfezionato l'acquisizione di una partecipazione paritetica nel capitale di RusEnergoSbyt LLC (Res), società russa attiva nel *trading* di energia elettrica e facente capo al Presidente del gruppo ESN, Grigory Berezkin. In particolare, Enel, attraverso la controllata olandese Enel Investment Holding, ha acquisito il 49,5% del capitale di Res Holdings BV, una società olandese che possiede a sua volta il 100% di Res, per un corrispettivo di 105 milioni di dollari, in linea con quanto previsto dal MoU.

Cessione di attività di distribuzione e vendita di energia elettrica

Il 27 giugno 2006 Hera ed Enel hanno firmato il contratto definitivo per l'acquisto da parte di Hera della rete di distribuzione e vendita di energia elettrica in 18 Comuni della provincia di Modena, a fronte di un corrispettivo totale di 107,5 milioni di euro. L'acquisizione operata da Hera dà esecuzione all'accordo preliminare sottoscritto lo scorso 13 marzo 2006 ed è efficace dalla fine di giugno. Il ramo di azienda oggetto di cessione comprende oltre 3.700 chilometri di rete, circa 80.000 clienti e 42 dipendenti. Tale accordo costituisce il perfezionamento del protocollo d'intesa firmato nel febbraio 2005 tra Enel e Meta Modena, società incorporata in Hera dal 1° gennaio 2006.

Acquisizione di impianti eolici in Francia

In data 13 luglio 2006 Enel ha finalizzato l'acquisizione del 100% di Erelis SAS, una società francese di sviluppo di impianti eolici, per 14,2 milioni di euro. Erelis, con sede nei pressi di Lione, è stata costituita nel 2002. Il portafoglio complessivo di progetti in sviluppo è di circa 500 MW, di cui 14 MW entreranno in funzione nel 2007, 196 MW sono in fase medio-avanzata e circa 290 MW in fase iniziale di sviluppo. Tali progetti sono dislocati in varie regioni della Francia. Erelis ha inoltre in sviluppo circa 110 MW per conto terzi.

Acquisizione di attività di distribuzione e vendita di gas in Sicilia

In data 13 luglio 2006 è stato formalizzato, in esecuzione del contratto di compravendita azionaria del 31 maggio 2006 e previo consenso dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, l'acquisto della totalità delle azioni del capitale sociale di Metansicula SpA (la quale controllava alla data di acquisto il 100% del capitale sociale di Metansicula Vendita Srl) per un corrispettivo pari a 12,5 milioni di euro. Metansicula, operante nella distribuzione di gas naturale, e Metansicula Vendita, attiva nella vendita di gas naturale, servono attualmente in Sicilia circa 15mila clienti nelle province di Catania, Siracusa e Ragusa.
Nel 2005 le società hanno conseguito ricavi consolidati per circa 5,3 milioni di euro e distribuito circa 10 milioni di metri cubi di gas.

Acquisizione di impianti idroelettrici a Panama

In data 1° agosto 2006 Enel, attraverso la controllata olandese Enel Investment Holding, ha acquisito, da Hydro Quebec International Inc. e da Fonds de Solidarité des Travailleurs du Québec, l'intero capitale di Hydro Quebec International Latin America Ltd (HQILA), ora Enel Panama. In tal modo Enel dispone, indirettamente, in Empresa de Generación Eléctrica Fortuna SA (Fortuna), società di generazione idroelettrica panamense, di una partecipazione del 24,5% che consente alla

stessa Enel di esercitare, congiuntamente al *partner* Globeleq (un fondo di *private equity*), il controllo di fatto di Fortuna. In particolare, a Enel è demandata la gestione operativa dell'impianto di produzione denominato Fortuna.
Il corrispettivo versato da Enel per l'acquisto è di 150 milioni di dollari statunitensi, pari a circa 118 milioni di euro alla data di acquisizione. Fortuna è tra i principali operatori elettrici panamensi, opera nella provincia di Chiriquì con una centrale dotata di una capacità installata di 300 MW, che produce circa 1.600 GWh l'anno e le consente di disporre di una quota di mercato di circa il 30% della produzione nazionale di energia elettrica. Nel 2005 Fortuna ha registrato ricavi pari a 128,7 milioni di dollari statunitensi, un margine operativo lordo di 97,8 milioni di dollari statunitensi e un risultato operativo di 82,2 milioni di dollari statunitensi.

Approvata la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2006

In data 6 settembre 2006 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo nella misura di 0,20 euro per azione. Tale acconto è stato posto in pagamento a decorrere dal 23 novembre 2006, con stacco cedola in data 20 novembre 2006.

Acquisto di una partecipazione di maggioranza relativa in TradeWind Energy LLC

In data 26 settembre 2006 Enel, attraverso la controllata Enel North America, ha rilevato una partecipazione del 45% nel capitale dell'operatore eolico statunitense TradeWind Energy LLC (TradeWind), che ha sede a Lenexa, nel Kansas, con il quale ha formato un'alleanza strategica per lo sviluppo congiunto di progetti eolici nel Midwest e in altre aree degli Stati Uniti.
Il corrispettivo versato da Enel per l'acquisto è di 10,5 milioni di dollari statunitensi, pari a circa 8 milioni di euro alla data di acquisizione.
In base agli accordi raggiunti, Enel North America collaborerà con TradeWind co-sviluppando il portafoglio di progetti, per una potenza complessiva superiore a 1.000 MW, e fornendo le turbine per tali progetti. Enel avrà inoltre il diritto ad acquisire la proprietà degli impianti che saranno realizzati, oltre alla gestione operativa degli stessi.

Memorandum of Understanding con NEK (società nazionale per l'energia elettrica bulgara) e con Bulgargaz

In data 4 ottobre 2006 Enel e NEK (la società nazionale per l'energia elettrica bulgara) hanno firmato un *Memorandum of Understanding* per uno studio preliminare di fattibilità tecnica ed economica dell'aumento di potenza di 640 MW della centrale termoelettrica di Maritza East III e per il successivo sviluppo congiunto del progetto.

L'investimento che Enel stima di effettuare per la realizzazione del progetto è pari a circa 900 milioni di euro. Esso sarà destinato all'introduzione delle più avanzate tecnologie di riduzione dell'impatto ambientale e permetterà al tempo stesso di massimizzare le sinergie con l'impianto esistente.
Nella stessa data Enel ha sottoscritto un *Memorandum of Understanding* con Bulgargaz per la realizzazione congiunta di un gasdotto di collegamento tra Bulgaria e Italia attraverso Macedonia e Albania, lungo il cosiddetto "Corridoio 8". Tale corridoio è di importanza strategica per questi Paesi, che hanno firmato nell'aprile 2005 una dichiarazione congiunta di cooperazione nel campo delle infrastrutture energetiche.

Acquisto di un ulteriore 25% di Enelco

A seguito dell'accordo sottoscritto in data 4 ottobre 2006, Enel ha perfezionato l'acquisto di un ulteriore 25% di Enelco (compagnia elettrica greca) aumentando così la sua partecipazione al 75%. Il rimanente 25% resta sotto il controllo di Prometheus Gas, una *joint venture* formata dal gruppo greco Copelouzos e dalla russa Gazprom. Enelco già possiede due licenze di generazione per lo sviluppo di impianti a gas a ciclo combinato a Viotia e a Evros e intende partecipare a tutte le gare per lo sviluppo di centrali di produzione indipendenti in Grecia, a cominciare dal *tender* per lo sviluppo di nuova capacità per 400 MW di recente annunciato dalle autorità greche.
Enel, in cooperazione con Prometheus Gas, intende affermarsi come un importante *player* nel mercato greco in via di liberalizzazione e avrà inoltre la possibilità di esportare energia verso l'Italia utilizzando le interconnessioni esistenti.

Acquisto di capacità produttiva in Brasile

A seguito dell'accordo sottoscritto in data 9 giugno 2006, Enel, attraverso una controllata brasiliana di Enel Latin America, Enel Brasil Partecipações, ha perfezionato il 6 ottobre 2006 l'acquisizione dell'intero capitale di dieci società del Gruppo Rede che possiedono 20 impianti mini-idro con una capacità installata complessiva di circa 92 MW.
Il corrispettivo versato per l'acquisto delle dieci società è di circa 464 milioni di real brasiliani, pari a circa 168 milioni di euro al cambio della data di acquisizione.
L'operazione prevede, inoltre, l'acquisto di un'ulteriore società, proprietaria di due impianti mini-idro con capacità installata di circa 6 MW. Tale ultimo acquisto dovrebbe avvenire entro il primo semestre 2007, a ultimazione dei lavori di *revamping* degli impianti.

Acquisto di un progetto eolico in Texas

Enel, in data 18 ottobre 2006, attraverso la controllata Enel North America, ha siglato un accordo con Windkraft Nord USA (Wkn USA) per l'acquisizione

dei diritti concessori relativi a 63 MW del progetto Snyder, da sviluppare nella Contea di Scurry, in Texas. Il nuovo parco eolico fornirà energia senza emissioni di CO_2 nello Stato del Texas a partire dal 2007.

Accordo con Sonatrach per la fornitura di 2 miliardi di metri cubi di gas l'anno

Il 15 novembre 2006 Enel ha firmato con Sonatrach un accordo per la fornitura di gas naturale che verrà trasportato in Italia attraverso il gasdotto GALSI in fase di costruzione. Esso consentirà a Enel di importare 2 miliardi di metri cubi di gas l'anno per 15 anni a partire dalla entrata in servizio del gasdotto, stimata entro il 2011. Il progetto GALSI, in cui Enel è *partner* per una quota del 13,5%, consiste nella realizzazione di un gasdotto lungo circa 900 chilometri, con capacità iniziale pari a 8 miliardi di metri cubi l'anno, che collegherà l'Italia con l'Algeria, via Sardegna, con un investimento previsto di circa 2 miliardi di euro.

Partnership in Turchia

Il 4 dicembre 2006 Enel ha siglato un accordo di *partnership* con Enka, la maggiore società turca di costruzione, attiva nelle infrastrutture (autostrade, aeroporti, gasdotti e oleodotti), presente anche nel settore immobiliare e negli impianti di produzione di energia elettrica. L'obiettivo della cooperazione tra le due società prevede lo sviluppo e il completamento di progetti nella generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica in Turchia. Nella prima fase della loro cooperazione Enel ed Enka parteciperanno insieme al processo di privatizzazione di società di distribuzione indetto dal Governo turco, presentando un'offerta congiunta vincolante per l'acquisizione dell'intero capitale delle prime tre società di distribuzione in corso di privatizzazione (Ayedas, Basken e Sedas), che, complessivamente, forniscono energia a 6 milioni di clienti e rappresentano circa il 21% del mercato turco. Il termine per la presentazione delle offerte, previsto inizialmente per il 19 gennaio 2007, è successivamente slittato a fine 2007.

Acquisto di 195 aerogeneratori

In data 19 dicembre 2006 Enel ha firmato un contratto con la società spagnola Gamesa per l'acquisto di 195 aerogeneratori, in grado di erogare una potenza complessiva di 166 MW, per un importo stimato di circa 138 milioni di euro.
Tali aerogeneratori saranno installati in diversi parchi eolici italiani nel periodo 2007-2009 e consentiranno, a regime, di evitare emissioni in atmosfera di 0,2 Mton di CO_2 l'anno.
L'operazione è parte di un piano di investimenti per oltre 4 miliardi di euro volto a ridurre l'impatto sull'ambiente della produzione e distribuzione di energia elettrica.

Aspetti normativi e tariffari

Disegno di legge "Bersani"

Il 9 giugno 2006 il Consiglio dei Ministri ha approvato il testo del disegno di legge recante misure per completare la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas e per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili (c.d. "Pacchetto Energia"). Tra le misure di principale rilievo si evidenzia:

> la definizione, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità), degli obblighi di servizio pubblico, in particolare delle condizioni *standard* di erogazione del servizio a tutela dei clienti civili e delle piccole imprese;

> la disciplina degli strumenti finanziari derivati collegati ai mercati fisici dell'energia e del gas;

> il rafforzamento delle norme in materia di *unbundling*, con separazione societaria delle attività di trasporto di energia elettrica, trasporto e stoccaggio di gas naturale da quelle di produzione, approvvigionamento e vendita di energia elettrica e di gas naturale;

> la revisione dei tetti *antitrust* sull'importazione di gas dall'estero;

> la definizione dei criteri in base ai quali valutare le offerte per il servizio di distribuzione di gas naturale;

> l'incremento degli obiettivi di efficienza energetica a carico dei distributori;

> gli incentivi per la realizzazione di nuovi gasdotti o terminali di rigassificazione a favore degli enti locali che ospitano infrastrutture energetiche;

> l'estensione dei poteri dell'Autorità a tutte le attività della filiera dell'elettricità e del gas e il rafforzamento dei poteri della medesima Autorità relativamente alla promozione della concorrenza.

Il disegno di legge è stato presentato al Senato per l'avvio dell'*iter* di approvazione parlamentare.

Disposizioni in materia di oneri generali del sistema elettrico

Il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Economia e delle Finanze con decreti congiunti del 6 agosto 2004 e del 22 giugno 2005 hanno definito l'ammontare dei costi di generazione elettrica non recuperabili e quello dei

maggiori costi connessi al gas naturale importato dalla Nigeria (*stranded cost*) e le relative modalità di rimborso. In particolare, il decreto del 22 giugno 2005 ha dilazionato il rimborso fino al 2009 e ha definito i pagamenti fino al giugno 2006, rinviando all'Autorità la definizione dei successivi rimborsi.
L'Autorità, con la delibera n. 132/06 del 28 giugno 2006, ha aumentato la componente tariffaria destinata alla copertura degli *stranded cost*, portandola a un valore medio di circa 2,7 euro/MWh, in modo da velocizzare il rimborso degli oneri riconosciuti e di ridurre gli interessi da corrispondere per ritardato pagamento. La delibera n. 132/06 ha inoltre previsto un'erogazione a favore di Enel per complessivi 510 milioni di euro, che è avvenuta nel mese di luglio, e ha stabilito che la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) debba provvedere a rimborsare integralmente entro il 31 dicembre 2009 le partite economiche relative agli *stranded cost* (di cui agli allegati A, B e C del decreto 6 agosto 2004).
Con la delibera n. 207/06 del 29 settembre 2006, l'Autorità ha confermato anche per il quarto trimestre del 2006 il valore della componente tariffaria destinata alla copertura degli *stranded cost*, stabilito con la delibera n. 132/06. Con tale delibera l'Autorità ha inoltre previsto un'ulteriore erogazione a favore di Enel da parte della CCSE pari a 46 milioni di euro, che è stata effettuata in data 16 ottobre.
Inoltre, in data 29 dicembre 2006 la CCSE, coerentemente con quanto previsto dalla delibera n. 132/06, ha disposto il pagamento di ulteriori 189 milioni di euro in favore di Enel (di cui 154 milioni di euro relativi agli oneri del gas nigeriano riferiti al 2005, di cui all'allegato C del decreto 6 agosto 2004, e 35 milioni di euro di cui agli allegati A e B del medesimo decreto). Al 31 dicembre 2006 Enel ha complessivamente percepito 1.230 milioni di euro ed evidenzia un credito maturato di 310 milioni di euro. Rispetto a quanto stabilito dall'Autorità, Enel vanta inoltre un diritto residuo relativamente agli esercizi 2007-2009 di 448 milioni di euro.

Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel è titolare di due contratti di importazione di energia elettrica, di cui uno con EdF (sulla frontiera francese, con scadenza 31 dicembre 2007) e l'altro con Atel (sulla frontiera elvetica, con scadenza 31 dicembre 2011). L'energia importata in esecuzione di tali contratti è ceduta all'Acquirente Unico, a un prezzo stabilito, e destinata alla fornitura del mercato vincolato.
Nel mese di dicembre 2005 erano stati adottati dalle istituzioni italiane e francesi alcuni provvedimenti relativi alla gestione di tali contratti pluriennali. In particolare:

> con decreto del 13 dicembre 2005, il Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico) aveva fissato il prezzo di cessione per il 2006 dell'energia importata tramite i predetti contratti a un valore pari a 66 euro/MWh;

> con decisione del 1° dicembre 2005, il regolatore francese (CRE) aveva stabilito di non riservare alcuna capacità di importazione per l'esecuzione del contratto tra Enel ed EdF, modificando la prassi seguita in precedenza che prevedeva l'assegnazione del 50% della capacità di interconnessione necessaria all'esecuzione dei contratti pluriennali da parte del gestore di rete italiano e dell'altro 50% da parte dei gestori di rete stranieri. Contro tale decisione, Enel ha presentato ricorso davanti al Tribunale Amministrativo francese. In attesa dell'esito del ricorso Enel ha ceduto all'estero parte dell'energia elettrica sottesa a tale contratto;
> Governo e regolatore hanno invece continuato a riservare, per la quota parte italiana, capacità per l'importazione dell'energia elettrica sottostante a tali contratti per l'anno 2006.

Per quanto attiene al 2007, il Ministro dello Sviluppo Economico, con decreto del 15 dicembre 2006, ha stabilito:

> di mantenere anche per il 2007 il prezzo di cessione all'Acquirente Unico a 66 euro/MWh, prevedendo altresì un'eventuale indicizzazione di tale valore ai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia da stabilire secondo criteri definiti dall'Autorità;
> di non disporre la riserva di capacità di importazione in favore del contratto pluriennale con EdF; pertanto, nel 2007 l'energia elettrica sottostante a tale contratto verrà venduta da Enel prevalentemente sui mercati esteri;
> di mantenere la riserva di capacità sulla frontiera elvetica con riguardo al contratto con Atel, di comune accordo tra le istituzioni italiane ed elvetiche.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Sintesi della gestione

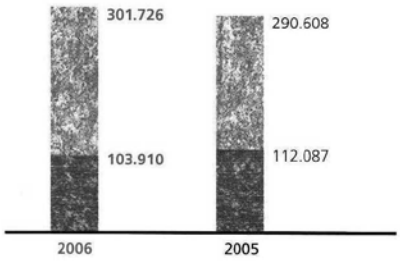
Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Bilancio energia Italia Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2006)

Milioni di kWh

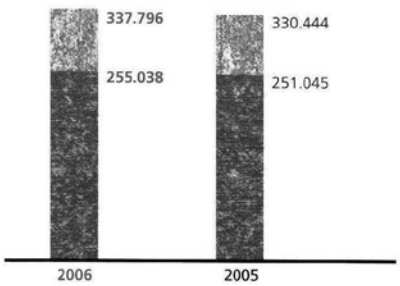
	2006	2005	2006-2005	
Produzione lorda:				
> termoelettrica	263.252	253.072	10.180	4,0%
> idroelettrica	43.022	42.929	93	0,2%
> geotermoelettrica e da altre fonti	8.742	7.671	1.071	14,0%
Totale produzione lorda	315.016	**303.672**	**11.344**	**3,7%**
Consumi servizi ausiliari	(13.290)	(13.064)	(226)	-1,7%
Produzione netta	301.726	**290.608**	**11.118**	**3,8%**
Importazioni nette	44.718	49.155	(4.437)	-9,0%
Energia immessa in rete	346.444	**339.763**	**6.681**	**2,0%**
Consumi per pompaggi	(8.648)	(9.319)	671	7,2%
Energia richiesta sulla rete	337.796	**330.444**	**7.352**	**2,2%**

Produzione netta di energia
(milioni di kWh)



■ Quota Enel

Energia richiesta sulla rete
(milioni di kWh)



■ Quota trasportata sulla rete Enel

> L'*energia richiesta* in Italia risulta in crescita del 2,2% rispetto ai valori registrati nel 2005, raggiungendo i 337,8 miliardi di kWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'86,8% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,1% nel 2005) e per il restante 13,2% dalle importazioni nette (14,9% nel 2005);

> le *importazioni nette* del 2006 registrano un decremento di 4,4 miliardi di kWh, essenzialmente in relazione alla forte crescita dei prezzi dell'energia elettrica in Europa nei primi mesi del 2006;

> la *produzione lorda*, a seguito delle minori importazioni e della maggiore richiesta di energia sulla rete, presenta una crescita del 3,7% prevalentemente motivata da una marcata crescita della fonte termoelettrica (+10,2 miliardi di kWh). A tale fenomeno si aggiunge la crescita della produzione geotermoelettrica e da altre fonti (+1,1 miliardi di kWh), da riferirsi prevalentemente all'incremento della produzione eolica per 0,9 miliardi di kWh.

Flussi di energia di Enel in Italia

Milioni di kWh

	2006	2005	2006-2005	
Produzione netta	103.910	112.087	(8.177)	-7,3%
Acquisti di energia	160.090	173.683	(13.593)	-7,8%
Vendite all'ingrosso (1)	99.695	114.811	(15.116)	-13,2%
Vendite sul mercato vincolato (2)	120.385	129.677	(9.292)	-7,2%
Vendite sul mercato libero (2)	22.267	18.484	3.783	20,5%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	255.038	251.045 (3)	3.993	1,6%

(1) Vendite delle società di produzione e cessioni ai rivenditori.

(2) Escluse le cessioni ai rivenditori.

(3) Inclusi 1.472 milioni di kWh di energia vettoriata in esercizi precedenti, ma commercialmente considerata nel 2005.

> La *produzione netta* di Enel in Italia diminuisce del 7,3% nel 2006; la minor produzione è principalmente riferibile alla produzione termoelettrica;

> gli *acquisti di energia* nel 2006 sono in diminuzione del 7,8%; tale decremento è da collegare alle minori vendite sul mercato vincolato;

> le *vendite all'ingrosso* si riducono del 13,2% rispetto all'esercizio precedente. Tale riduzione è sostanzialmente riconducibile al decremento delle quantità vendute in Borsa e all'Acquirente Unico, parzialmente compensato da un incremento delle vendite ai rivenditori.

Con riferimento alle vendite complessive ai consumatori finali, la quota di mercato Enel nel 2006 è risultata pari a circa il 45,1% (circa il 47,8% nel 2005). In particolare:

> le *vendite sul mercato vincolato* nel 2006 sono in diminuzione del 7,2% principalmente a causa della maggiore liberalizzazione del mercato, che ha determinato per converso un aumento del 20,5% delle vendite sul mercato libero;

> l'*energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel* nel 2006 registra una crescita dell'1,6%. Escludendo dai valori dell'esercizio 2005 le integrazioni operate nei periodi in esame per energia fisicamente vettoriata in esercizi precedenti, ma commercialmente considerata nel 2005 (circa 1,5 miliardi di kWh), tale variazione si attesta a circa +2,2%.

Flussi di energia di Enel all'estero

Milioni di kWh

	2006	2005	2006-2005	
Produzione netta	27.516	13.625	13.891	102,0%
Vendite di energia ai clienti finali (1)	17.153	8.093	9.060	111,9%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	12.570	9.651	2.919	30,2%

(1) Escluse le cessioni ai rivenditori.

> La *produzione netta* di Enel all'estero nel 2006 è pari a 27,5 miliardi di kWh, con un incremento di 13,9 miliardi di kWh (di cui 10,7 miliardi di kWh da fonte nucleare e 3,1 miliardi di kWh da fonte idroelettrica) riconducibili principalmente alle acquisizioni effettuate nel corso del 2006;
> l'*energia venduta* nel 2006 si incrementa di 9,1 miliardi di kWh, per l'apporto delle società di distribuzione rumene, consolidate a partire da fine aprile del 2005, e della società russa di *trading* RusEnergoSbyt, consolidata da giugno del 2006;
> l'*energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel* nel 2006 è pari a 12,6 miliardi di kWh, con un incremento di 2,9 miliardi di kWh, per effetto principalmente del diverso periodo di consolidamento delle società rumene nei due anni considerati.

Analisi dell'andamento economico-gestionale del Gruppo

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Rispetto all'esercizio 2005 l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

> acquisizione delle partecipazioni di controllo di Electrica Banat ed Electrica Dobrogea (ora Enel Electrica Banat ed Enel Electrica Dobrogea), società operanti nella distribuzione e vendita di energia elettrica in Romania, in data 28 aprile 2005. Pertanto, i dati economici del 2005 risentono del consolidamento di tali società per soli 8 mesi;
> cessione del 100% del capitale di Wind, di cui il 62,75% ceduto in data 11 agosto 2005 e il 6,28% ceduto in data 8 febbraio 2006. Il residuo 30,97% del capitale di Wind è stato conferito, sempre in data 8 febbraio 2006, in Weather Investments contro il 20,9% del capitale di quest'ultima;
> cessione del 43,85% del capitale di Terna avvenuta in due *tranche* (per il 13,86% in data 5 aprile 2005 e per il 29,99% in data 15 settembre 2005) e suo deconsolidamento a decorrere dal 15 settembre 2005;
> cessione, in data 30 maggio 2006, del 30% del capitale di Enel Unión Fenosa Renovables. A seguito di tale cessione la partecipazione nella società è pari al 50% del suo capitale. A partire da tale data, la società è consolidata con il metodo proporzionale in quanto Enel esercita sulla stessa un controllo congiunto con soci terzi;
> acquisizione del 66% del capitale di Slovenské elektrárne, società operante nella generazione e vendita di energia elettrica in Slovacchia, avvenuta in data 28 aprile 2006;
> acquisizione del restante 40% del capitale di Maritza East III Power Holding avvenuta in data 14 giugno 2006. A seguito di tale operazione il Gruppo detiene il 73% del capitale di Enel Maritza East 3 (già Maritza East III Power Company), società di generazione operante in Bulgaria;

> acquisizione, in data 14 giugno 2006, del 100% del capitale di Maritza O&M Holding Netherlands, società di partecipazioni che detiene il 73% del capitale di Enel Operations Bulgaria (già Maritza East 3 Operating Company), società cui è affidata la manutenzione della centrale di Maritza East III;
> acquisizione, in data 21 giugno 2006, del 49,5% di Res Holdings che detiene il 100% della società russa RusEnergoSbyt (*trading* e vendita di energia). Enel esercita sulla stessa un controllo congiunto con soci terzi, conseguentemente la società viene consolidata con il metodo proporzionale;
> acquisizione, in data 13 luglio 2006, del 100% di Erelis, società operante nello sviluppo di impianti eolici in Francia;
> acquisizione, in data 1° agosto 2006, del 100% di Hydro Quebec Latin America (ora Enel Panama) che congiuntamente al partner Globeleq (un fondo di *private equity*) esercita il controllo di fatto su Fortuna, società di generazione idroelettrica panamense. Conseguentemente, Fortuna viene consolidata con il metodo *proporzionale;*
> acquisizione, in data 6 ottobre 2006, attraverso Enel Brasil Partecipações, società controllata da Enel Latin America, del 100% del capitale di dieci società del Gruppo Rede proprietarie di 20 impianti mini-idro.

Se si escludono le cessioni di Wind e Terna (i cui risultati economici e la plusvalenza conseguita sono evidenziati nel 2005 come *discontinued operations*), gli effetti sui dati patrimoniali e finanziari delle altre variazioni dell'area di consolidamento non alterano la comparabilità dei risultati nei due esercizi; i conseguenti principali effetti sono evidenziati nel commento delle relative aree di attività.
Si evidenzia che le modifiche apportate alla classificazione di alcune transazioni rilevate a Conto economico nel 2006, essenzialmente relative alla gestione del rischio *commodity*, hanno dato luogo a coerenti riclassifiche dei dati comparativi dell'esercizio precedente.

Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio consolidato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*.
Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

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

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 istituti finanziatori", "Titoli diversi" e altre partite minori inclusi nella voce "Attività finanziarie non correnti";
> dei "Finanziamenti a lungo termine";
> del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
> dei "Fondi rischi e oneri futuri";
> delle "Passività per imposte differite".

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

> dei "Crediti per anticipazioni di *factoring*", degli "Altri titoli" e altre partite minori inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";
> delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
> dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

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

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferiti, dai "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

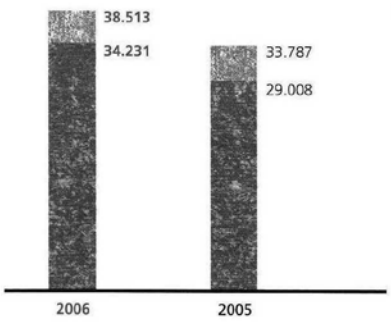
	2006	2005	2006-2005	
Totale ricavi	38.513	33.787	4.726	14,0%
Totale costi	29.880	26.314	3.566	13,6%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(614)	272	(886)	-
MARGINE OPERATIVO LORDO	8.019	7.745	274	3,5%
Provento da scambio azionario	263	-	263	-
Ammortamenti e perdite di valore	2.463	2.207	256	11,6%
RISULTATO OPERATIVO	5.819	5.538	281	5,1%
Proventi finanziari	513	230	283	123,0%
Oneri finanziari	1.160	944	216	22,9%
Totale proventi/(oneri) finanziari	(647)	(714)	67	-9,4%
Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(4)	(30)	26	-86,7%
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	5.168	4.794	374	7,8%
Imposte	2.067	1.934	133	6,9%
RISULTATO DELLE *CONTINUING OPERATIONS*	3.101	2.860	241	8,4%
RISULTATO DELLE *DISCONTINUED OPERATIONS*	-	1.272	(1.272)	-
RISULTATO NETTO (Gruppo e terzi)	3.101	4.132	(1.031)	-25,0%
(Utili)/Perdite di pertinenza di terzi	(65)	(237)	172	-72,6%
RISULTATO NETTO DEL GRUPPO	3.036	3.895	(859)	-22,1%

Ricavi

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio	34.231	29.008	5.223
Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	1.695	1.556	139
Plusvalenze da cessione di attività	90	131	(41)
Altri servizi, vendite e proventi diversi	2.497	3.092	(595)
Totale	**38.513**	**33.787**	**4.726**

Ricavi
(milioni di euro)



Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio

Nel 2006 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio** ammontano a 34.231 milioni di euro, in crescita di 5.223 milioni di euro rispetto al 2005 (+18,0%). Tale incremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

> crescita di 2.345 milioni di euro dei ricavi all'estero, di cui 940 milioni di euro dovuti al consolidamento da fine aprile 2006 della società Slovenské elektrárne, 195 milioni di euro al consolidamento di RusEnergoSbyt, acquisita nel mese di

giugno 2006, 18 milioni di euro relativi all'acquisizione avvenuta il 1° agosto 2006 di Enel Panama e 1.022 milioni di euro riferibili al *trading* internazionale di energia;

> aumento di 1.101 milioni di euro dei ricavi da trasporto e vendita di energia sul mercato libero nazionale, essenzialmente per effetto della crescita dei prezzi unitari e dei volumi venduti;

> incremento di 823 milioni di euro dei ricavi di vendita e trasporto sul mercato vincolato nazionale connessi essenzialmente alla copertura dei costi di generazione riflessi in tariffa, parzialmente compensato dai minori volumi venduti;

> maggiori ricavi connessi alle vendite all'ingrosso per 719 milioni di euro per effetto della crescita dei volumi venduti ai rivenditori;

> aumento di 396 milioni di euro dei ricavi dovuto alla crescita della remunerazione dei servizi di dispacciamento;

> minori contributi da Cassa Conguaglio riferibili al riconoscimento, nel 2005, di un provento di 100 milioni di euro connesso al recupero degli oneri per certificati verdi sostenuti nel 2002 e nel 2003.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** risultano in crescita di 139 milioni di euro (+8,9%) per effetto dell'aumento della componente tariffaria correlata all'andamento del costo della materia prima che ha più che compensato la riduzione dei volumi venduti.

Le **plusvalenze da cessione di attività** ammontano a 90 milioni di euro e si riferiscono per la quasi totalità alla plusvalenza realizzata con la cessione delle reti di distribuzione e vendita di energia elettrica in 18 Comuni della provincia di Modena (85 milioni di euro). Le plusvalenze rilevate nel 2005, pari a 131 milioni di euro, si riferiscono principalmente alle cessioni delle reti di distribuzione nei Comuni di Trento, Ortona e San Vito Chetino e alla vendita della partecipazione del 49% in Leasys.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel 2006 a 2.497 milioni di euro (3.092 milioni di euro nel 2005) evidenziando una contrazione di 595 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale riduzione è da collegare in massima parte ai seguenti fenomeni:

> proventi rilevati nel 2005 per 338 milioni di euro relativi a partite regolatorie pregresse connesse a servizi di riserva verso il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (ora Gestore dei Servizi Elettrici);

> contrazione nell'esercizio 2006 di 152 milioni di euro dei ricavi per lavori in corso su ordinazione, da attribuire principalmente alla minore attività di ingegneria e costruzioni verso clienti terzi, sia in Italia sia all'estero, limitata alla conclusione dei lavori in corso;

> minori contributi di allacciamento e canoni di attivazione dell'energia elettrica per 39 milioni di euro;

> minori vendite di combustibili per *trading* per 33 milioni di euro, connesse a una contrazione delle vendite di combustibili diversi dal gas naturale pari a 81 milioni di euro parzialmente compensate da un incremento delle vendite di gas naturale pari a 48 milioni di euro;

> rilevazione nell'esercizio 2006 di proventi pari a complessivi 194 milioni di euro relativi al premio della continuità del servizio spettante a Enel Distribuzione e Deval per i recuperi di continuità del servizio realizzati, inclusa l'integrazione di quanto già iscritto lo scorso esercizio per i recuperi di continuità riferiti al 2005; l'analogo provento rilevato nell'esercizio precedente era pari a 115 milioni di euro.

Costi

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Acquisto di energia elettrica	17.082	14.321	2.761
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	4.086	3.910	176
Combustibili per *trading* e gas naturale per vendite ai clienti finali	1.628	1.604	24
Materiali	750	798	(48)
Costo del personale	3.210	2.762	448
Servizi e godimento beni di terzi	3.400	3.057	343
Oneri per emissioni di CO_2	84	228	(144)
Altri costi operativi	629	683	(54)
Costi capitalizzati	(989)	(1.049)	60
Totale	**29.880**	**26.314**	**3.566**

I costi per **acquisto di energia elettrica** si incrementano nel 2006 di 2.761 milioni di euro (+19,3%) essenzialmente per effetto della variazione dell'area di consolidamento delle società estere e dell'incremento del costo medio dell'energia, parzialmente compensato dalla riduzione delle quantità acquistate in Italia. Quest'ultimo fenomeno è dovuto principalmente alle minori quantità vendute sul mercato vincolato.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel 2006 sono pari a 4.086 milioni di euro, in crescita di 176 milioni di euro rispetto ai valori dell'esercizio precedente (+4,5%) per effetto principalmente del consolidamento di Slovenské elektrárne (121 milioni di euro) e dell'aumento dei costi unitari dei combustibili che ha più che compensato gli effetti della contrazione della produzione di energia termoelettrica.

I costi per l'acquisto di **combustibili per *trading* e gas naturale per vendite ai clienti finali** si incrementano di 24 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+1,5%), essenzialmente per la crescita dei prezzi di acquisto del gas naturale

destinato alle vendite ai clienti finali, parzialmente compensata dalla contrazione degli acquisti di combustibili destinati al *trading* (incluso il gas naturale).

I costi per **materiali**, pari a 750 milioni di euro nel 2006, sono in diminuzione di 48 milioni di euro rispetto ai valori dell'esercizio precedente (-6,0%). I minori utilizzi di materiali nella Divisione Infrastrutture e Reti Italia, a seguito del progressivo completamento del progetto "Telegestione", sono quasi interamente compensati dalla crescita riferita alla Divisione Internazionale.

Il **costo del personale** nel 2006 è pari a 3.210 milioni di euro, in crescita di 448 milioni di euro (+16,2%), e include l'onere complessivamente rilevato nell'esercizio per incentivi all'esodo del personale (487 milioni di euro). Escludendo l'incidenza della variazione dell'area di consolidamento, connessa in massima parte al diverso perimetro delle società estere, e l'effetto dei maggiori oneri per incentivi all'esodo del personale, il costo del lavoro nel 2006, che include l'onere relativo al rinnovo del contratto di lavoro del settore elettrico, è in calo di 73 milioni di euro (-2,7%) a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al 4,8%.

L'onere per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel 2006 ammonta a 3.400 milioni di euro, in crescita di 343 milioni di euro (+11,2%) rispetto all'esercizio 2005. Tale variazione è riconducibile essenzialmente all'incremento dei costi per vettoriamenti passivi (+280 milioni di euro) e all'effetto connesso alla variazione del perimetro di consolidamento delle società estere (+80 milioni di euro).

Gli **oneri per emissioni di CO_2** nel 2006 ammontano a 84 milioni di euro, in diminuzione di 144 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-63,2%).
Il decremento deriva dall'effetto dell'allineamento del valore del *deficit* di quote dell'esercizio 2005 (10,7 Mton) ai prezzi di approvvigionamento delle quote stesse avvenuto nel corso del 2006, sensibilmente inferiori rispetto a quelli di mercato utilizzati per la valutazione effettuata al 31 dicembre 2005. Tale effetto positivo è stato compensato dal costo sostenuto per l'approvvigionamento di parte delle quote relative alla copertura del *deficit* verificatosi nell'esercizio e dalla valorizzazione al prezzo di fine anno del *deficit* residuo non ancora coperto (1,3 Mton).

Gli **altri costi operativi** nell'esercizio 2006 ammontano a 629 milioni di euro, in calo di 54 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-7,9%) principalmente per effetto dei minori accantonamenti ai fondi per rischi e oneri (-114 milioni di euro) parzialmente compensati dai maggiori oneri relativi al consolidamento di Slovenské elektrárne (+50 milioni di euro).

Nell'esercizio 2006 i **costi capitalizzati** sono in calo di 60 milioni di euro (-5,7%) per effetto principalmente delle minori attività di realizzazione interna di impianti della Divisione Generazione ed Energy Management Italia.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity*** sono negativi per 614 milioni di euro nell'esercizio 2006 a fronte di un valore positivo netto pari a 272 milioni di euro nell'esercizio precedente. Tale andamento è dovuto principalmente ai maggiori oneri netti sui "Contratti per differenza" stipulati con l'Acquirente Unico. In particolare, l'onere netto rilevato nel 2006 si riferisce per 485 milioni di euro ai risultati delle posizioni chiuse nell'esercizio (233 milioni di euro di proventi netti nel 2005) e per 129 milioni di euro alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine esercizio (39 milioni di euro di proventi netti nel 2005).
Gli oneri netti riferiti alle posizioni chiuse nell'esercizio risentono dell'andamento crescente del prezzo dell'energia sul *pool* che ha peraltro determinato un incremento dei ricavi delle vendite sulla Borsa dell'energia elettrica. Tuttavia, tale incremento è stato più che compensato da un decremento dei ricavi dovuto all'effetto dei minori quantitativi venduti.

Il **provento da scambio azionario** si riferisce alla valutazione degli effetti dell'operazione di scambio azionario del 30,97% del capitale di Wind contro il 20,9% del capitale di Weather che ha comportato la rilevazione di un provento pari a 263 milioni di euro.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** sono in crescita di 256 milioni di euro (+11,6%) rispetto all'esercizio precedente per effetto essenzialmente dei maggiori ammortamenti della Divisione Internazionale dovuti principalmente al consolidamento di Slovenské elektrárne.

Il **risultato operativo** dell'esercizio 2006 si attesta a 5.819 milioni di euro, con una crescita di 281 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+5,1%).
Escludendo il provento generato dallo scambio azionario Wind-Weather, pari a 263 milioni di euro, il risultato operativo si attesta a 5.556 milioni di euro, in crescita di 18 milioni di euro.
Gli ulteriori fattori che hanno concorso alla variazione del risultato operativo sono analizzati nel commento alla gestione economica delle singole aree di attività.

Gli **oneri finanziari netti** nell'esercizio 2006 diminuiscono complessivamente di 67 milioni di euro (-9,4%) essenzialmente per effetto della riduzione della componente a tasso variabile del debito combinata a un allungamento della vita media dello stesso in presenza di un rialzo dei tassi di mercato, nonché del riconoscimento del diritto al rimborso di imposte di registro pagate sui prestiti

obbligazionari emessi nel periodo 1976-1984. Tali benefici sono stati parzialmente compensati da un aumento degli oneri finanziari netti connessi al consolidamento di Slovenské elektrárne.

Il risultato delle **partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nell'esercizio 2006 è negativo per 4 milioni di euro, in miglioramento di 26 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Gli oneri netti dell'esercizio 2005 accoglievano per 37 milioni di euro la valutazione a patrimonio netto della quota posseduta nel capitale di Wind Telecomunicazioni.

Le **imposte** dell'esercizio 2006 ammontano a 2.067 milioni di euro con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 40,0% a fronte di un'incidenza del 40,3% nell'esercizio 2005.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Attività immobilizzate nette:			
> attività materiali e immateriali	35.557	30.795	4.762
> avviamento	2.271	1.575	696
> partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	56	1.797	(1.741)
> altre attività/(passività) non correnti nette	(187)	643	(830)
Totale	**37.697**	**34.810**	**2.887**
Capitale circolante netto:			
> crediti commerciali	7.958	8.316	(358)
> rimanenze	1.209	884	325
> Cassa Conguaglio netta	407	410	(3)
> altre attività/(passività) correnti nette	(2.634)	(1.466)	(1.168)
> debiti commerciali	(6.188)	(6.610)	422
Totale	**752**	**1.534**	**(782)**
Capitale investito lordo	**38.449**	**36.344**	**2.105**
Fondi diversi:			
> TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.633)	(2.662)	29
> fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(5.101)	(1.954)	(3.147)
Totale	**(7.734)**	**(4.616)**	**(3.118)**
Capitale investito netto	**30.715**	**31.728**	**(1.013)**
Patrimonio netto complessivo	**19.025**	**19.416**	**(391)**
Indebitamento finanziario netto	**11.690**	**12.312**	**(622)**

Le *attività materiali e immateriali* presentano complessivamente un incremento di 4.762 milioni di euro, originato essenzialmente dalla variazione di perimetro connessa all'acquisizione del 66% della società Slovenské elektrárne (3.886 milioni di euro), di Enel Panama (159 milioni di euro), delle dieci società del Gruppo Rede (150 milioni di euro) e degli investimenti dell'esercizio pari a 2.963 milioni di euro,

al netto degli ammortamenti e perdite di valore per 2.350 milioni di euro.
L'*avviamento*, pari a 2.271 milioni di euro, è in crescita di 696 milioni di euro per effetto principalmente della rilevazione nell'esercizio 2006 del *goodwill* connesso alle acquisizioni di Slovenské elektrárne (609 milioni di euro), di RusEnergoSbyt (79 milioni di euro) attraverso l'acquisto del 49,5% della sua controllante diretta Res Holdings, di Enel Panama (60 milioni di euro) e di Erelis (14 milioni di euro), al netto dello storno dell'avviamento connesso alla cessione del 30% della società Enel Unión Fenosa Renovables (-49 milioni di euro). In particolare, circa i valori sopra menzionati emergenti dalle acquisizioni formalizzate nell'esercizio si evidenzia che tali valori, a eccezione di quelli riferiti a Slovenské elektrárne, sono stati considerati in via provvisoria nella voce "Avviamento" 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 56 milioni di euro, sono in calo di 1.741 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.
Il valore al 31 dicembre 2005 accoglieva per 1.728 milioni di euro il valore della partecipazione in Wind (37,25%) che, a seguito dell'operazione avvenuta in data 8 febbraio 2006, è stata in parte ceduta (nella misura del 6,28% per un corrispettivo incassato di 328 milioni di euro) e in parte conferita (30,97%) ricevendo in cambio azioni rappresentative del 20,9% del capitale di Weather.
Il saldo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 31 dicembre 2006 è negativo per 187 milioni di euro mentre il saldo al 31 dicembre 2005 era positivo per 643 milioni di euro. La variazione è imputabile principalmente ai seguenti fattori:

- diminuzione, pari a 638 milioni di euro, del credito verso la Cassa Conguaglio connessa essenzialmente ai crediti incassati nell'esercizio 2006 per il rimborso degli *stranded cost*, così come previsto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera n. 132/06 del 28 giugno 2006;
- riclassifica nell'esercizio 2006, tra le partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, della partecipazione del 5,2% in Weather rilevata al 31 dicembre 2005 tra le attività finanziarie non correnti per 286 milioni di euro; il 21 dicembre 2006 la partecipazione in tale società è stata totalmente ceduta per un corrispettivo di 1.962 milioni di euro;
- svincolo del deposito per l'acquisto del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne (168 milioni di euro), rilevato a fine 2005 tra le attività finanziarie non correnti;
- rilevazione nell'esercizio 2006 di crediti verso il Fondo Statale *Decommissioning*, pari a 269 milioni di euro connessi al consolidamento di Slovenské elektrárne.

Il **capitale circolante netto**, positivo per 752 milioni di euro, è in diminuzione di 782 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è imputabile in massima parte alla:

> diminuzione dei crediti commerciali, pari a 358 milioni di euro, per effetto principalmente dei minori crediti per vendita di energia sulla Borsa dell'energia elettrica, al netto degli effetti connessi al consolidamento di Slovenské elektrárne e dei maggiori crediti per vendite di gas ai clienti finali;

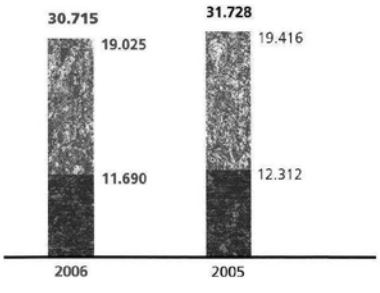
> crescita delle rimanenze, pari a 325 milioni di euro, riferibile in massima parte alla variazione dell'area di consolidamento per l'acquisizione della società Slovenské elektrárne, nonché al maggior valore delle giacenze dei combustibili;

> contrazione delle altre attività correnti al netto delle rispettive passività per 1.168 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti principali fenomeni:

- diminuzione dei crediti netti per imposte sul reddito per effetto della rilevazione di imposte correnti a carico dell'esercizio, pari a 1.652 milioni di euro al netto dei pagamenti a titolo di acconto pari a 933 milioni di euro;
- rilevazione nell'esercizio 2006 di passività finanziarie nette connesse al consolidamento di Slovenské elektrárne pari a 488 milioni di euro;

> riduzione dei debiti commerciali, pari a 422 milioni di euro, essenzialmente connessa alla contrazione dell'attività di ingegneria e costruzioni e alla diversa distribuzione nel tempo delle attività di investimento.

Capitale investito netto
(milioni di euro)



I **fondi diversi**, pari a 7.734 milioni di euro, sono in aumento di 3.118 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, i fondi per rischi e oneri sono in crescita di 2.885 milioni di euro per effetto principalmente del consolidamento di Slovenské elektrárne (+2.884 milioni di euro) riconducibile essenzialmente al *decommissioning* degli impianti nucleari.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2006 è pari a 30.715 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 19.025 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 11.690 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2006, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,61 (0,63 al 31 dicembre 2005).

Analisi della struttura finanziaria

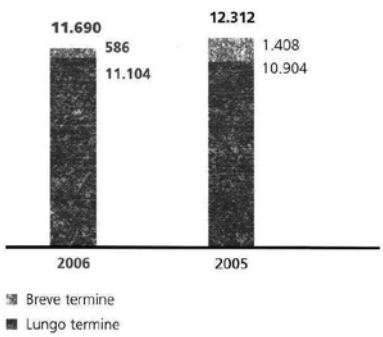
Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Indebitamento a lungo termine:			
> finanziamenti bancari	3.677	2.782	895
> obbligazioni	8.375	8.043	332
> debiti verso altri finanziatori	142	142	-
Indebitamento a lungo termine	*12.194*	*10.967*	*1.227*
Crediti finanziari a lungo termine	(1.090)	(63)	(1.027)
Indebitamento netto a lungo termine	**11.104**	**10.904**	**200**
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
> quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	233	399	(166)
> altri finanziamenti a breve verso banche	542	970	(428)
Indebitamento bancario a breve termine	775	*1.369*	*(594)*
Obbligazioni (quota a breve)	59	487	(428)
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	31	49	(18)
Commercial paper	531	275	256
Altri debiti finanziari a breve termine	13	116	(103)
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*634*	*927*	*(293)*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(30)	(3)	(27)
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	(211)	(374)	163
Altri crediti finanziari a breve termine verso collegate	(10)	(3)	(7)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(572)	(508)	(64)
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(823)*	*(888)*	*65*
Indebitamento netto a breve termine	**586**	**1.408**	**(822)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**11.690**	**12.312**	**(622)**

Indebitamento finanziario netto
(milioni di euro)



L'indebitamento finanziario netto, pari a 11.690 milioni di euro al 31 dicembre 2006, registra una riduzione di 622 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale riduzione è essenzialmente dovuta alla cessione del 26,1% del capitale sociale di Weather per un controvalore di 1.962 milioni di euro (dei quali 1.000 milioni di euro già incassati nel dicembre 2006 e i rimanenti 962 milioni di euro dilazionati a 18 mesi), all'acquisizione del 66% del capitale sociale della società Slovenské elektrárne e al consolidamento del relativo debito.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra un incremento di 200 milioni di euro, quale saldo dell'aumento del debito lordo a lungo termine di 1.227 milioni di euro e dell'aumento dei crediti finanziari a lungo termine di 1.027 milioni di euro, di cui 962 milioni di euro relativi alla dilazione concessa sulla vendita di Weather.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a 586 milioni di euro a fine

2006, presenta una riduzione di 822 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, di cui 594 milioni di euro relativi al debito bancario a breve, 293 milioni di euro relativi al debito verso altri finanziatori a breve e 65 milioni di euro per il decremento netto delle disponibilità e dei crediti finanziari a breve.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	508	363	145
> *di cui* discontinued operations		*133*	*(133)*
Cash flow da attività operativa	6.756	5.693	1.063
> *di cui* discontinued operations		*730*	*(730)*
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(2.374)	1.092	(3.466)
> *di cui* discontinued operations		*(439)*	*439*
Cash flow da attività di finanziamento	(4.322)	(6.654)	2.332
> *di cui* discontinued operations		*(11)*	*11*
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4	14	(10)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	572 (1)	508	64
> *di cui* discontinued operations (2)		-	-

(1) Di cui titoli a breve pari a 25 milioni di euro al 31 dicembre 2006.

(2) Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti relativi alle *discontinued operations*, in essere al momento della loro cessione e pari a 413 milioni di euro, sono stati considerati a riduzione della plusvalenza da cessione inclusa nel *cash flow* da attività di dismissione.

Il cash flow *da attività operativa* nell'esercizio 2006 è positivo per 6.756 milioni di euro, a fronte di 5.693 milioni di euro dell'esercizio precedente. Escludendo l'effetto dei flussi finanziari di Terna e Wind dell'esercizio 2005 (730 milioni di euro), il *cash flow* da attività operativa ha registrato un aumento di 1.793 milioni di euro generato sia da un miglioramento del margine operativo lordo (+274 milioni di euro) sia da un minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due esercizi di riferimento. Tale variazione è essenzialmente riconducibile ai minori pagamenti di imposte pari a 795 milioni di euro e ai maggiori incassi pari a 510 milioni di euro dei crediti per il rimborso degli *stranded cost*, previsto dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 132/06 del 28 giugno 2006.

Il cash flow *da attività di investimento/disinvestimento* ha assorbito nell'esercizio 2006 liquidità per 2.374 milioni di euro, mentre aveva generato liquidità per 1.092 milioni di euro nell'esercizio precedente.
In particolare, gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali, pari a 2.963 milioni di euro, sono in diminuzione di 294 milioni di euro per effetto principalmente del deconsolidamento di Terna e di Wind, in parte compensato dal consolidamento di Slovenské elektrárne e dai maggiori investimenti per interventi

di trasformazione su impianti termici e per lavori di rifacimento e ripotenziamento effettuati anche ai fini della sicurezza e dell'ambiente.
Gli investimenti in imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, sono pari a 1.082 milioni di euro. Essi si riferiscono principalmente al prezzo di acquisto del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne per 676 milioni di euro (Enel aveva già effettuato nel 2005 un deposito di 168 milioni di euro), all'acquisizione di dieci società del Gruppo Rede da parte di Enel Brasil Partecipações per 169 milioni di euro, all'acquisto di Enel Panama per 119 milioni di euro e all'acquisizione del 49,5% del capitale di Res Holdings (società olandese che possiede a sua volta il 100% di RusEnergoSbyt) per 84 milioni di euro. Gli investimenti in imprese o rami di imprese dell'esercizio 2005 includevano l'acquisto della partecipazione del 5,2% del capitale di Weather pari a 305 milioni di euro.
Le operazioni di cessione di imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato nell'esercizio un flusso di 1.518 milioni di euro, riferito essenzialmente all'incasso della prima *tranche* del credito relativo alla cessione della partecipazione del 26,1% in Weather, pari a 1.000 milioni di euro, alla vendita avvenuta l'8 febbraio 2006 a una società controllata da Weather del 6,28% del capitale sociale di Wind per un corrispettivo di 328 milioni di euro, alla cessione della rete di distribuzione e vendita di alcuni Comuni della provincia di Modena per un valore di 108 milioni di euro e al trasferimento del 30% del capitale di Enel Unión Fenosa Renovables pari a 72 milioni di euro. Il flusso dell'attività di dismissioni del 2005 era relativo essenzialmente alla cessione del 62,75% del capitale sociale di Wind per un corrispettivo di 2.938 milioni di euro (al netto di 48 milioni di euro di disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti), nonché alla cessione delle quote del capitale sociale di Terna per un corrispettivo complessivo di 1.518 milioni di euro (al netto di 365 milioni di euro di disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti).

I fabbisogni per l'attività di investimento e quelli per l'attività di finanziamento, questi ultimi connessi al pagamento dei dividendi e degli acconti sui dividendi per 3.959 milioni di euro, nonché alla riduzione dei debiti finanziari netti, pari a 471 milioni di euro, sono stati fronteggiati dall'apporto del *cash flow* dell'attività operativa per 6.756 milioni di euro nonché dall'aumento di capitale e riserve per l'esercizio di *stock option* pari a 108 milioni di euro. Il *surplus* trova riscontro nell'aumento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari a 64 milioni di euro (inclusi 4 milioni di euro di effetto variazione cambi).

Risultati economici per area di attività

I risultati evidenziati nella presente relazione tengono conto della nuova struttura organizzativa, varata a fine 2005 e operativa a partire dal 1° gennaio 2006, che ha previsto, oltre alle Divisioni Mercato Italia, Generazione ed Energy Management Italia e Infrastrutture e Reti Italia, la nuova Divisione Internazionale nella quale sono state concentrate tutte le risorse dedicate alle attività svolte all'estero nel settore della produzione e della distribuzione di energia elettrica.
Ai fini della comparabilità dei valori, i dati dell'esercizio 2005 presentati nelle tabelle sotto riportate sono stati riattribuiti alle Divisioni di riferimento così come definite dalla nuova struttura organizzativa. I dati relativi alle Reti di Trasmissione e alle Telecomunicazioni, a seguito del deconsolidamento di Terna e Wind avvenuto nel secondo semestre 2005, sono stati evidenziati nell'esercizio di riferimento come *discontinued operations*.
Si evidenzia che, a seguito dell'operazione di cessione del ramo "Clienti energivori" (utilizzatori finali con consumo annuo superiore a 100 milioni di kWh) da Enel Trade a Enel Energia, i valori relativi al 2005 inerenti al ramo trasferito sono stati riattribuiti ai fini comparativi dalla Divisione Generazione ed Energy Management Italia alla Divisione Mercato Italia.

Risultati per area di attività del 2006 e del 2005

Risultati 2006 (1)

	Continuing operations								
Milioni di euro	Mercato Italia	GEM Italia	Infrastr. e Reti Italia	Intern.le	Capo-gruppo	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale	TOTALE
Ricavi verso terzi	20.981	12.694	906	3.056	891	267	(282)	38.513	**38.513**
Ricavi intersettoriali	127	2.967	4.801	12	287	894	(9.088)	-	-
Totale ricavi	**21.108**	**15.661**	**5.707**	**3.068**	**1.178**	**1.161**	**(9.370)**	**38.513**	**38.513**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	4	(705)	-	91	(4)	-	-	(614)	**(614)**
Margine operativo lordo	**175**	**3.149**	**3.418**	**918**	**177**	**179**	**3**	**8.019**	**8.019**
Provento da scambio azionario	-	-	-	-	263	-	-	263	**263**
Ammortamenti e perdite di valore	173	952	829	399	17	93	-	2.463	**2.463**
Risultato operativo	**2**	**2.197**	**2.589**	**519**	**423**	**86**	**3**	**5.819**	**5.819**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	(651)	**(651)**
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	2.067	**2.067**
Risultato netto (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	3.101	**3.101**
Attività operative	**6.948**	**16.752**	**16.875**	**10.008**	**1.013**	**1.771**	**(3.352)**	**50.015**	**50.015**
Passività operative	**6.272**	**4.019**	**4.042**	**4.037**	**1.275**	**1.128**	**(2.884)**	**17.889**	**17.889**
Investimenti	**56**	**897**	**1.459**	**467**	**13**	**71**	-	**2.963**	**2.963**

Risultati 2005 (1)

	Continuing operations								*Discontinued operations*				
Milioni di euro	Mercato Italia	GEM Italia	Infrastr. e Reti Italia	Intern.le	Capo-gruppo	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale	Reti di Trasmiss.	TLC	Elisioni e rettifiche	Totale	TOTALE
Ricavi verso terzi	19.155	10.648	837	1.856	886	440	(35)	33.787	711	2.604	(62)	3.253	**37.040**
Ricavi intersettoriali	332	2.347	4.695	2	232	1.301	(8.909)	-	29	144	(173)	-	-
Totale ricavi	**19.487**	**12.995**	**5.532**	**1.858**	**1.118**	**1.741**	**(8.944)**	**33.787**	**740**	**2.748**	**(235)**	**3.253**	**37.040**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(26)	326	-	(14)	(14)	-	-	272	-	-	-	-	**272**
Margine operativo lordo	**152**	**3.407**	**3.398**	**485**	**67**	**315**	**(79)**	**7.745**	**524**	**903**	**(1)**	**1.426**	**9.171**
Ammortamenti e perdite di valore	140	1.009	770	178	14	96	-	2.207	118	736	-	854	**3.061**
Risultato operativo	**12**	**2.398**	**2.628**	**307**	**53**	**219**	**(79)**	**5.538**	**406**	**167**	**(1)**	**572**	**6.110**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	(744)	-	-	-	(240)	**(984)**
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	1.934	-	-	-	213	**2.147**
Plusvalenza da cessione di attività	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.153	**1.153**
Risultato netto (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	2.860	-	-	-	1.272	**4.132**
Attività operative	**6.465**	**16.468**	**15.708**	**4.282**	**1.263**	**2.945**	**(3.280)**	**43.851**	-	-	-	-	**43.851**
Passività operative	**5.289**	**3.841**	**3.567**	**813**	**1.604**	**2.392**	**(3.137)**	**14.369**	-	-	-	-	**14.369**
Investimenti	**53**	**798**	**1.570**	**299**	**11**	**98**	-	**2.829**	**142**	**286**	-	**428**	**3.257**

(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.

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Totale attività	54.500	**50.502**
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	2.107	3.203
Attività di natura fiscale	2.378	3.448
Attività di settore	50.015	**43.851**
> *di cui:*		
Mercato Italia	6.948	6.465
Generazione ed Energy Management Italia	16.752	16.468
Infrastrutture e Reti Italia	16.875	15.708
Internazionale	10.008	4.282
Capogruppo	1.013	1.263
Servizi e Altre attività	1.771	2.945
Elisioni e rettifiche	(3.352)	(3.280)
Totale passività	35.475	**31.086**
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	14.661	13.819
Passività di natura fiscale	2.925	2.898
Passività di settore	17.889	**14.369**
> *di cui:*		
Mercato Italia	6.272	5.289
Generazione ed Energy Management Italia	4.019	3.841
Infrastrutture e Reti Italia	4.042	3.567
Internazionale	4.037	813
Capogruppo	1.275	1.604
Servizi e Altre attività	1.128	2.392
Elisioni e rettifiche	(2.884)	(3.137)

Mercato Italia

Alla Divisione Mercato Italia 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 Distribuzione e Deval (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la vendita di energia elettrica sul mercato vincolato;

> Enel Energia (già Enel Gas) per la vendita di energia elettrica sul mercato libero e per la vendita di gas naturale alla clientela finale;

> Enel.si per l'impiantistica e il *franchising*.

Aspetti normativi e tariffari

Energia elettrica

Aspetti normativi

Il Ministro delle Comunicazioni con decreto del 12 maggio 2006 ha fissato nuove tariffe per gli invii della corrispondenza. L'aumento dei costi di spedizione previsto per Enel (in particolare per l'invio delle bollette del mercato vincolato) ammonta a circa 23 milioni di euro/anno, corrispondenti a un incremento degli attuali oneri di spedizione di circa il 30%. Per il 2006 i costi sostenuti ammontano a circa 7 milioni di euro. Al momento tali costi non rientrano tra quelli riconosciuti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità) nei corrispettivi applicati al cliente finale. Enel ha avviato una serie di iniziative volte al riconoscimento di tali costi.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Gli aggiornamenti trimestrali avvenuti nel corso del 2006, in media nazionale al netto delle imposte, sono stati disposti, rispettivamente, con le delibere: n. 299/05, per il primo trimestre (+2,6%); n. 61/06, per il secondo trimestre (+6,9%); n. 132/06, per il terzo trimestre (+6,9%); n. 207/06 per il quarto trimestre (+1,7%). In media nazionale il livello complessivo delle tariffe dell'ultimo trimestre 2006, rispetto a quello del 2005, evidenzia un aumento puntuale pari a oltre il 19% (circa 21 euro/MWh) dovuto, essenzialmente, all'incremento della componente a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica (circa 13 euro/MWh), cui si sono aggiunti gli incrementi della componente a copertura degli oneri derivanti dalla produzione da fonti rinnovabili (quasi raddoppiata, pari a circa 5 euro/MWh) e l'incremento della componente per garantire il rimborso degli *stranded cost* (circa 3 euro/MWh).
Il 5 dicembre 2006 l'Autorità, con la delibera n. 275/06, ha proceduto all'aggiornamento della componente tariffaria per l'attività di vendita dell'energia destinata al mercato vincolato, incrementandola del 14% per il 2007.
Con la delibera n. 321/06 del 28 dicembre 2006, l'Autorità ha aggiornato le tariffe elettriche per il primo trimestre 2007 prevedendo una riduzione della tariffa elettrica

media nazionale di circa 2 euro/MWh, pari all'1,6% del totale, in linea con la riduzione del prezzo medio di acquisto dell'Acquirente Unico. In particolare, l'Autorità ha diminuito dell'8,4% la componente a copertura del costo della materia prima e del dispacciamento (-8 euro/MWh) compensando tale riduzione soprattutto con un forte incremento della componente a copertura dei costi di approvvigionamento relativi al passato (+250%), che consentirà di recuperare, entro il 2007, gli squilibri pregressi di perequazione energia.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 28 giugno 2006, con la delibera n. 130/06, l'Autorità ha aperto un'istruttoria formale nei confronti di Enel Distribuzione per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione. La violazione alla base del provvedimento dell'Autorità riguarda la mancata indicazione nelle bollette Enel, fino al mese di febbraio 2006, della possibilità di pagare gratuitamente la fattura. L'11 dicembre 2006 l'Autorità ha comunicato le risultanze istruttorie relativamente al procedimento avviato confermando gli addebiti nei confronti di Enel Distribuzione. In data 21 marzo 2007, con delibera n. 66/07, l'Autorità ha erogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro. Enel impugnerà la decisione perché ritiene di aver operato nel pieno rispetto delle regole.

Si attende, inoltre, la fissazione dell'udienza da parte del Consiglio di Stato per l'appello avverso la sentenza del TAR della Lombardia del 9 novembre 2005, che ha rigettato il ricorso presentato da Enel in merito alla delibera n. 72/04. Tale delibera diffidava Enel Distribuzione ad adempiere all'obbligo di cui all'art. 6.4 della delibera n. 200/99, ritenendo che la medesima impresa non garantisse alla propria clientela l'offerta di almeno una modalità di pagamento gratuita.

Regole per la cessione dell'energia CIP 6 da parte del GSE

Il decreto del Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico) del 5 dicembre 2005 ha confermato anche per il 2006 la cessione in Borsa, da parte del 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. Lo *strike price* per i "Contratti per differenza" è di 55 euro/MWh per tutte le ore del 2006. Sulla base delle indicazioni del Ministero dello Sviluppo Economico, il GSE ha assegnato l'energia CIP 6 per una quantità complessiva pari a 5.600 MW, di cui il 60%, pari a 3.360 MW, al mercato libero (406 MW a Enel) e il 40%, pari a 2.240 MW, al mercato vincolato.

Per il 2007 le regole per la cessione dell'energia CIP 6 sono state definite con il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 14 dicembre 2006 con un meccanismo analogo a quello del 2006. In particolare, il decreto ha ridotto al 35% la quota destinata all'Acquirente Unico, mentre lo *strike price* fissato per i "Contratti

per differenza" è di 64 euro/MWh per il primo trimestre 2007 ed è adeguato in corso d'anno con modalità indicate dall'Autorità in funzione dell'andamento dell'indice dei prezzi di cui all'art. 5 del decreto del Ministro delle Attività Produttive del 19 dicembre 2003. La quantità complessivamente assegnata per il 2007 è stata pari a 5.400 MW, di cui 3.510 al mercato libero (639 MW a Enel) e 1.890 MW al mercato vincolato.

Liberalizzazione del servizio di vendita

Nell'agosto 2006 l'Autorità ha pubblicato un documento per la ricognizione delle problematiche in prospettiva della liberalizzazione del servizio di vendita di energia elettrica a tutti i clienti finali, fissata per il 1° luglio 2007. Il documento ha l'obiettivo di individuare le criticità relative alla completa apertura del mercato e di identificare i possibili regimi di tutela; a tal fine sono necessari interventi a livello di normativa primaria, che esulano dalle competenze dell'Autorità.

Il documento individua meccanismi di tutela della clientela di carattere generale (a tutti i clienti) e specifico (alcune categorie di clienti). In particolare, l'Autorità distingue:

> un servizio di vendita di salvaguardia, esteso a tutti i clienti e di carattere straordinario e transitorio, al fine di evitare che, per cause anche indipendenti dalla loro volontà, alcuni clienti finali si trovino sprovvisti di venditore (perché non trovano un venditore per varie ragioni o a causa del fallimento della società di vendita da cui erano riforniti);

> un servizio di vendita di maggior tutela (da assicurare sicuramente ai clienti domestici ed eventualmente alle piccole imprese) per garantire la fornitura a quei clienti che, anche dopo il 1° luglio 2007, non avranno effettuato il passaggio al mercato libero.

Il documento delinea diversi scenari alternativi relativamente all'individuazione dei soggetti prestatori di questi servizi. Tra questi scenari, il documento prospetta la possibilità di:

> introdurre procedure competitive per l'assegnazione dell'attività di approvvigionamento dell'energia elettrica e dell'attività di commercializzazione;

> introdurre procedure competitive per la sola attività di commercializzazione;

> mantenere un assetto analogo a quello attualmente in vigore per la fornitura del mercato vincolato, lasciando l'attività di approvvigionamento in capo all'Acquirente Unico e quella di commercializzazione alle imprese distributrici (ovvero alle società di vendita a queste collegate).

Il 18 gennaio 2007 l'Autorità ha pubblicato un documento per la consultazione contenente proposte in relazione alla riforma del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione, in vista della completa apertura del mercato alla

concorrenza, prevista per il prossimo 1° luglio 2007. Il documento contiene anche proposte in materia di tutela per le classi di clientela particolarmente vulnerabili (clienti domestici in stato di disagio economico e clienti domestici in gravi condizioni di salute), ovvero la cosiddetta "tariffa sociale".

Gas

Tariffe e aggiornamenti tariffari

In sede di aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale relative al terzo trimestre del 2006, l'Autorità ha modificato i criteri di aggiornamento previsti dalla delibera n. 248/04. La nuova delibera n. 134/06 modifica alcuni parametri nella formula di aggiornamento della componente materia prima per livelli di *brent* superiori a 60 dollari/bbl e riconosce un incentivo del 50% delle perdite dell'anno 2005 rispetto alla precedente normativa di adeguamento tariffario, per favorire la rinegoziazione dei contratti di fornitura all'ingrosso relativi all'anno termico 2005-2006.
L'introduzione dei nuovi criteri di aggiornamento previsti dalla citata delibera n. 134/06 ha comportato nel corso del 2006 un aumento del 19% della componente materia prima delle condizioni economiche di fornitura.
Il Consiglio di Stato, nell'adunanza plenaria del 13 novembre 2006, ha annullato definitivamente con efficacia *erga omnes*, la delibera n. 248/04 per vizi di forma, confermando l'annullamento di merito deciso dal TAR della Lombardia già nel 2005. La prima sentenza pubblicata evidenziava che l'Autorità ha i poteri di intervenire "con effetti riparatori della avvenuta caducazione delle precedenti determinazioni adottate in materia tariffaria". Successivamente è stata pubblicata una nuova versione che non contiene più l'indicazione del potere dell'Autorità di intervenire nuovamente. Si rimane in attesa di un chiarimento del quadro giuridico e delle eventuali azioni dell'Autorità per valutare l'impatto economico della sentenza.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera n. 131/06, l'Autorità ha aperto un'istruttoria formale nei confronti di Enel Gas (oggi Enel Energia) per presunta violazione dell'art. 11.1 del codice di condotta commerciale che stabilisce il contenuto minimo e inderogabile dei contratti. In particolare, l'istruttoria ha per oggetto le indicazioni nei contratti "fuori rete" sulle modalità e periodicità delle letture dei consumi ai fini della fatturazione, sulle modalità di pagamento e sulla periodicità di emissione delle fatture, nonché sull'indicazione di alcuni indennizzi automatici previsti per i clienti. Le risultanze istruttorie comunicate dall'Autorità rivedono parzialmente gli addebiti. In particolare, l'Autorità riconosce la correttezza del comportamento di Enel Gas (oggi Enel Energia) riguardo all'indicazione delle modalità di fatturazione e pagamento del corrispettivo, mentre conferma le violazioni riguardo alla mancata indicazione della periodicità

di lettura e alla mancata indicazione degli indennizzi. La chiusura dell'istruttoria è prevista a breve.

Risultati economici Divisione Mercato Italia

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Energia elettrica			
Ricavi	19.377	17.913	1.464
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	4	(26)	30
Margine operativo lordo	*132*	*61*	*71*
Risultato operativo	(9)	(59)	50
Gas			
Ricavi	1.731	1.574	157
Margine operativo lordo	*43*	*91*	*(48)*
Risultato operativo	11	71	(60)
Totale			
Ricavi	21.108	19.487	1.621
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	4	(26)	30
Margine operativo lordo	*175*	*152*	*23*
Risultato operativo	2	12	(10)
Attività operative	6.948	6.465	483
Passività operative	6.272	5.289	983
Dipendenti a fine esercizio (n.)	5.176	5.994	(818)
Investimenti	56	53	3

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2006	2005	2006-2005	
Vendite sul mercato vincolato:				
> alta tensione	4.819	5.319	(500)	-9,4%
> media tensione	15.646	20.247	(4.601)	-22,7%
> bassa tensione	99.920	104.111	(4.191)	-4,0%
Totale mercato vincolato	120.385	**129.677**	**(9.292)**	**-7,2%**
Vendite sul mercato libero:				
> alta tensione	11.848	11.226	622	5,5%
> media tensione	7.146	6.389	757	11,8%
> bassa tensione	3.273	869	2.404	-
Totale mercato libero	22.267	**18.484**	**3.783**	**20,5%**
TOTALE	**142.652**	**148.161**	**(5.509)**	**-3,7%**

L'energia venduta sul mercato vincolato nel 2006 è pari a 120.385 milioni di kWh, in diminuzione di 9.292 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente, per effetto principalmente della maggiore apertura del mercato che ha comportato un incremento dei volumi di energia venduta sul mercato libero nel 2006 per 3.783 milioni di kWh.

Clienti e vendite di gas

	2006	2005	2006-2005
Gas venduto (milioni di m³):			
> rete Gruppo Enel	3.250	3.610	(360)
> rete di terzi	1.295	1.478	(183)
Totale gas venduto	**4.545**	**5.088**	**(543)**
Clienti a fine esercizio (n.):			
> rete Gruppo Enel	1.975.949	1.962.792	13.157
> rete di terzi	355.102	180.202	174.900
Totale clienti	**2.331.051**	**2.142.994**	**188.057**

Il gas venduto nel 2006 ammonta a 4.545 milioni di metri cubi, in diminuzione di 543 milioni di metri cubi rispetto al precedente esercizio. Il decremento è da ricondursi sia al piano di emergenza climatica disposto dal decreto del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) del 25 gennaio 2006, che ha portato a un contenimento dei consumi energetici nei primi mesi dell'anno, sia alla situazione climatica sfavorevole nell'autunno e nell'inverno appena trascorso (con una riduzione dei volumi del 17,5% nel quarto trimestre 2006 rispetto al quarto trimestre 2005).

Al 31 dicembre 2006, i clienti serviti sono pari a circa 2,3 milioni, in crescita di circa 0,2 milioni di unità rispetto al 31 dicembre 2005. Tali andamenti sono essenzialmente dovuti a una crescita dei clienti *retail* (consumi inferiori ai 200.000 metri cubi annui) anche grazie alle acquisizioni dell'area Gas avvenute nell'ultimo trimestre del 2005 e nel corso del 2006.

Risultati economici

I **ricavi** complessivi del 2006 ammontano a 21.108 milioni di euro, in aumento di 1.621 milioni di euro rispetto al 2005 (+8,3%) in conseguenza dei seguenti fattori:

> aumento dei ricavi da attività di vendita di energia elettrica per 1.464 milioni di euro, prevalentemente riferibile all'incremento dei ricavi di vendita sul mercato vincolato e di trasporto sul mercato libero (+823 milioni di euro), e a partite pregresse connesse all'acquisto di energia di esercizi precedenti per 71 milioni di euro. A tali effetti si aggiunge l'incremento dei ricavi da vendita di energia sul mercato libero per 325 milioni di euro e dei ricavi da trasporto e dispacciamento sul mercato vincolato per 270 milioni di euro. Tali incrementi sono parzialmente compensati da minori contributi di allacciamento e canoni di attivazione dell'energia elettrica per 39 milioni di euro;

> aumento dei ricavi da attività di vendita di gas per 157 milioni di euro, prevalentemente attribuibile all'incremento dei prezzi unitari che ha più che compensato la riduzione dei volumi venduti.

Il **margine operativo lordo** complessivo si attesta a 175 milioni di euro, in aumento di 23 milioni di euro rispetto ai 152 milioni di euro registrati nel 2005. Tale incremento è imputabile:

> per l'energia elettrica (+71 milioni di euro), a partite pregresse connesse all'acquisto di energia di esercizi precedenti (71 milioni di euro). L'incremento del margine energia (59 milioni di euro), dovuto ai maggiori volumi venduti sul mercato libero, è stato sostanzialmente compensato dai maggiori oneri per esodi incentivati;

> per il gas (-48 milioni di euro), prevalentemente all'effetto delle delibere n. 248/04, n. 298/05, n. 62/06 e n. 134/06 dell'Autorità, che hanno modificato, con effetto negativo, i criteri utilizzati per l'aggiornamento dei prezzi di fornitura del gas relativamente alla materia prima per 52 milioni di euro. Tale fenomeno è in parte compensato dal riconoscimento di un rimborso per minori acquisti di gas in esercizi precedenti.

Il **risultato operativo** complessivo, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 173 milioni di euro (140 milioni di euro nell'esercizio precedente), è pari a 2 milioni di euro, in diminuzione di 10 milioni di euro rispetto al 2005. L'incremento degli ammortamenti e delle perdite di valore è prevalentemente riferibile per 10 milioni di euro alle maggiori perdite di valore dell'area Gas e per 8 milioni di euro alla maggiore svalutazione dei crediti commerciali.

Investimenti

Gli investimenti ammontano a 56 milioni di euro e sono sostanzialmente in linea con quelli dell'esercizio precedente.

Generazione ed Energy Management Italia

La Divisione opera nei settori dell'energia elettrica e dei prodotti energetici. In continuità con il processo di riorganizzazione della Divisione, avviato nel 2004, Enel Produzione, dal 1° gennaio 2006, ha acquisito il ramo di azienda operante nell'attività di ingegneria e costruzioni per le esigenze del Gruppo Enel, scisso da Enelpower.

Le attività espletate dalla Divisione Generazione ed Energy Management Italia risultano così articolate:

> produzione e vendita di energia elettrica:
  - generazione sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione;
  - *trading* sui mercati internazionali e in Italia, tramite Enel Trade;

> approvvigionamento e vendita di prodotti energetici, tramite Enel Trade:
  - approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo;
  - vendita di gas naturale a clienti "distributori";

> ingegneria e costruzioni, tramite Enel Produzione.

Aspetti normativi

"Mercato dei Servizi di Dispacciamento" (MSD)

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità), a seguito degli elevati costi registrati sul MSD nei mesi di aprile e maggio 2006, ha adottato la delibera n. 165/06 recante misure urgenti volte al contenimento degli oneri di dispacciamento a valere dal 1° agosto 2006. Le misure prefigurate hanno a oggetto:

> la possibilità per Terna di revocare le offerte già accettate nelle varie fasi del MSD in maniera non onerosa;

> una maggiore possibilità per Terna di operare nel Mercato del Giorno Prima (MGP);

> una modifica delle modalità di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento per le unità di produzione e di consumo rilevanti al fine di renderli più aderenti ai costi sostenuti da Terna per il bilanciamento del sistema in tempo reale.

Riguardo al 2007, con la delibera n. 111/06 l'Autorità ha modificato le condizioni dei servizi di dispacciamento. La delibera introduce il cosiddetto "Sistema per conti", che favorisce la gestione integrata del mercato *spot* e del mercato a termine, consentendo agli operatori di aggiustare nel MGP le posizioni assunte nella contrattazione a termine.

Si segnala che l'Autorità, con la delibera n. 253/06 del 16 novembre 2006, ha modificato e integrato la delibera n. 111/06 e ha posticipato al 1° aprile 2007 l'avvio del "Sistema per conti", inizialmente previsto per il 1° gennaio 2007.

Con la delibera n. 314/06 del 27 dicembre 2006 l'Autorità ha disposto ulteriori modifiche della disciplina MSD a partire dal 2007.

Le principali modifiche introdotte hanno a oggetto:

> la possibilità per Terna di contrattualizzare a termine nel corso del 2007 le risorse per il dispacciamento;

> l'estensione per il 2007 della modifica introdotta dalla delibera n. 165/06, relativa alle offerte integrative presentate da Terna al MGP (consentendo interventi in caso di scostamenti pari al 2% tra le previsioni di fabbisogno di Terna e la quantità totale domandata sul MGP dagli operatori).

Aste Acquirente Unico

Nel mese di maggio 2005 Enel ha esercitato le opzioni pluriennali previste dai "Contratti per differenza" relativi all'anno 2006, per estendere la durata degli stessi fino al 31 dicembre 2006 e fino al 31 dicembre 2007, rispettivamente per 6.660 MW e 5.550 MW. Inoltre, tra ottobre e novembre 2005, l'Acquirente Unico ha indetto tre aste successive per la stipula di "Contratti per differenza" per la copertura del proprio fabbisogno 2006. In esito all'assegnazione, Enel Produzione è risultata aggiudicataria di 2.200 MW di potenza (su un totale di 2.500 MW) su tutte le ore dell'anno nella prima asta, e di altri 1.100 MW relativi al primo trimestre 2006 tramite le altre due.

Tra novembre e dicembre 2006, infine, l'Acquirente Unico ha indetto tre aste successive per la stipula di "Contratti per differenza" per la copertura del proprio fabbisogno 2007. La capacità complessivamente contrattualizzata è pari a 1.216 MW. In esito all'assegnazione, Enel Produzione è risultata aggiudicataria di 700 MW, nella forma di "Contratti per differenza a due vie".

Capacity payment

L'Autorità, con la delibera n. 104/06, ha stabilito i corrispettivi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per il periodo compreso tra il 1° gennaio e il 31 dicembre 2006 (*capacity payment*), in attesa dell'entrata in funzione del regime definitivo di remunerazione di cui all'art. 1 del decreto legislativo n. 379/03. Il meccanismo transitorio di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per l'anno 2006 è coerente con quello, sempre transitorio, adottato nel 2004 e nel 2005.

Impianti CIP 6

Con la delibera n. 249/06 l'Autorità ha introdotto una nuova modalità di aggiornamento della componente del prezzo di ritiro dell'energia CIP 6 relativa al costo evitato di combustibile (CEC) al fine di renderla più aderente ai prezzi del mercato del gas naturale in Italia. In particolare, il valore in acconto per tale componente stabilito per il 2007 è stato fissato in:

> 60,5 euro/MWh per le cosiddette iniziative prescelte di cui all'art. 3, comma

7, della legge n. 481/95 (impianti di produttori diversi dalle imprese produttrici-distributrici);
> 57,13 euro/MWh per gli impianti di produzione di Enel entrati in esercizio nel biennio 1997-1998;
> 55,2 euro/MWh per quelli entrati in esercizio nel biennio 1999-2000;
> 53,1 euro/MWh per quelli entrati in esercizio nel biennio 2001-2002.

La Legge Finanziaria 2007 (legge 27 dicembre 2006, n. 296) ha escluso dal regime di incentivazione CIP 6 gli impianti alimentati a fonti assimilate alle fonti rinnovabili autorizzati, ma non ancora cantierati. La stessa legge prevede che il Ministro dello Sviluppo Economico ridefinisca l'entità e la durata dei sostegni alle fonti assimilate alle fonti rinnovabili utilizzate da impianti già realizzati e operativi. La stessa legge ha fatto comunque salva la normativa previgente per la produzione di energia elettrica di cui all'art. 11, comma 14, del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 maggio 2005, n. 80 (produzione di energia elettrica da bacino carbonifero del Sulcis).

Importazioni di energia elettrica

Il 13 dicembre 2005 il Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico) ha emanato il decreto per la definizione delle modalità e condizioni per le importazioni di energia elettrica nel 2006. In base al decreto, è stato destinato al mercato vincolato il 26% della capacità di importazione, in aggiunta alla capacità riservata ai contratti pluriennali, come già previsto per il 2005.

In attuazione dei criteri previsti dal citato decreto, l'Autorità, con la delibera n. 269/05, ha definito la disciplina per le importazioni ed esportazioni di energia elettrica per il 2006. In particolare, la delibera ha modificato il meccanismo di assegnazione delle coperture del differenziale di prezzo tra estero e zona di importazione (associato al rischio di congestione sulle reti transfrontaliere), superando l'assegnazione gratuita *pro quota* applicata nel 2005 al fine di conformarsi completamente alla normativa comunitaria in materia di gestione delle congestioni. Per il 2006 è stata infatti prevista l'assegnazione delle coperture mediante asta esplicita, prevedendo il rimborso *pro quota* sulla base della potenza media annuale degli assegnatari; al rimborso è fissato però un *cap* qualora il soggetto partecipante abbia una potenza superiore al 10% di quella complessiva.

Per l'anno 2007 le regole di importazione di energia elettrica sono state definite con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 15 dicembre 2006 e con la delibera dell'Autorità n. 288/06. Per il 2007, è previsto che l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulle frontiere con Francia, Austria

e Grecia sia effettuata nell'ambito di procedure concorsuali condotte secondo modalità definite negli accordi stipulati tra Terna e i gestori di rete dei Paesi interconnessi per l'allocazione congiunta della capacità assegnabile; i proventi delle aste su ciascuna frontiera saranno ripartiti pariteticamente tra i gestori competenti. Al contrario, l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulle frontiere con la Svizzera e (fino al 1° luglio 2007) la Slovenia continuerà a essere effettuata in maniera disgiunta dai rispettivi gestori, e Terna condurrà le procedure concorsuali per l'allocazione dei diritti di utilizzo per la quota di capacità di propria competenza (50%).
I proventi delle procedure di assegnazione, per la quota spettante a Terna, saranno destinati all'Acquirente Unico, in misura non superiore al 30%, e ai clienti del mercato libero *pro quota* sulla base della potenza.

Disposizioni transitorie in materia di riduzione dei consumi di gas
Nei primi mesi del 2006 le forniture di gas all'Italia hanno registrato forti tensioni che hanno reso necessario il ricorso prolungato agli stoccaggi nazionali e destato preoccupazione sulla sicurezza degli approvvigionamenti. Questa situazione è stata determinata sia da un aumento del fabbisogno di gas del Paese, sia dall'alterazione dei flussi di importazione di gas dall'estero.
Il 25 gennaio 2006 il Consiglio dei Ministri ha adottato un decreto, convertito nella legge 8 marzo 2006, n. 108, contenente "misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale". Tra gli interventi previsti, il decreto ha stabilito alcune modifiche delle condizioni di esercizio delle centrali termoelettriche, al fine di contenere i consumi di gas per la generazione elettrica. In particolare, il decreto ha previsto:

> l'autorizzazione al riavvio, fino al 31 marzo 2006, degli impianti a olio combustibile con potenza superiore a 300 MW che non erano in servizio a causa di prescrizioni contenute nelle relative autorizzazioni ministeriali. Tale misura ha consentito il rientro in esercizio di impianti di produttori terzi per circa 2.000 MW;
> la possibilità di derogare, fino al 31 marzo 2006, ai limiti sulle emissioni per le centrali che utilizzano olio combustibile. Tale deroga ha consentito l'esercizio di impianti a olio e policombustibili e ha riguardato le centrali Enel di Montalto di Castro, Piombino, Rossano Calabro, Termini Imerese, Cavriglia e Livorno.

In seguito, con decreto del Ministero delle Attività Produttive (ora Ministero dello Sviluppo Economico) e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 31 marzo 2006 sono state stabilite le modalità per il ritorno alle normali condizioni di funzionamento dell'impianto Enel di Montalto di Castro. Il decreto ha definito i limiti alle emissioni validi per il periodo transitorio di esercizio fino al 31 agosto 2006.

Il 1° agosto 2006 l'Autorità ha emanato la delibera n. 178/06 per la definizione delle modalità di rimborso dei maggiori costi sostenuti per l'utilizzo degli impianti a olio. Le disposizioni dell'Autorità appaiono coerenti con le esigenze di riconoscere ai produttori i maggiori oneri effettivamente sostenuti durante "l'emergenza gas". Il meccanismo della delibera n. 178/06 si basa infatti sul confronto tra i costi di produzione effettivamente sostenuti dai produttori (costi effettivi) e quelli che sarebbero stati sostenuti ipoteticamente in assenza di interventi di cui alla legge n. 108/06 (costi potenziali), riconoscendo anche i costi fissi incrementali sostenuti a seguito dei vincoli imposti dalla medesima legge (per esempio i costi causati dalla modifica delle condizioni di funzionamento delle unità di produzione *dual-fuel*). La differenza tra i costi effettivi e quelli potenziali, tenendo conto anche dell'eventuale valore di mercato del gas che si è reso disponibile al produttore per effetto del suo mancato utilizzo per la produzione elettrica, rappresenta l'ammontare dei maggiori costi sostenuti dall'operatore e in relazione ai quali il medesimo operatore ha titolo alla reintegrazione.
L'effettivo ammontare del rimborso per ciascun operatore verrà definito a seguito della ricostruzione dei costi effettivi degli impianti che l'Autorità effettuerà raccogliendo le autocertificazioni dei singoli produttori e attraverso una propria istruttoria. Con successivo provvedimento l'Autorità disporrà le modalità di erogazione delle somme spettanti, a valere sugli oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale.
Allo scopo di evitare il ripetersi del rischio di crisi del sistema, durante l'inverno 2006-2007 il Ministero dello Sviluppo Economico ha introdotto alcune misure precauzionali. I decreti del 4 agosto 2006 prevedono a carico degli *shipper* l'obbligo di:
> massimizzare le importazioni a partire dal 13 novembre del 2006;
> detenere nel proprio portafoglio clienti una quota di clienti interrompibili;
> rilasciare la capacità di importazione non utilizzata.

Le sanzioni per il mancato rispetto di tali obblighi sono commisurate alle severe penali per prelievi da stoccaggio strategico senza autorizzazione ministeriale.
Il 18 dicembre 2006 il Ministero dello Sviluppo Economico ha aggiornato la procedura di emergenza climatica, di cui al decreto del 12 dicembre 2005.
La nuova procedura ricalca sostanzialmente le disposizioni già previste e attuate nel corso del 2006. Il sistema è soggetto a un continuo monitoraggio da parte degli operatori nazionali del trasporto del gas naturale e della trasmissione di energia elettrica. Questi, una volta percepita una tensione nel sistema, danno il via all'attuazione di una serie di interventi volti ad aumentare la disponibilità di gas:
> massimizzazione delle importazioni con contestuale eliminazione delle

penali per superi di punta in importazione e in immissione a stoccaggio;
> interruzione dei clienti industriali con contratto di fornitura interrompibile. Il decreto, tra l'altro, introduce la responsabilità civile a carico dei venditori obbligati ad assicurare una quota di interrompibilità del 10% delle proprie forniture industriali;
> alimentazione delle centrali policombustibili a olio anziché a gas;
> ulteriori interventi di riduzione dei consumi civili e termoelettrici.

Inoltre la procedura prevede, al persistere del pericolo di crisi, l'emanazione di misure straordinarie per aumentare la generazione elettrica, come la temporanea eliminazione dei limiti ambientali per le centrali a olio combustibile.

Istruttorie e indagini delle Autorità

Con riferimento all'istruttoria avviata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) in data 6 aprile 2005 nei confronti di Enel SpA e di Enel Produzione, per presunti comportamenti restrittivi della concorrenza sulla Borsa dell'energia elettrica nel 2004 e nel 2005, in data 17 maggio 2006 l'AGCM ha trasmesso la comunicazione delle risultanze istruttorie nella quale ha confermato l'accusa di abuso di posizione dominante.
In data 17 ottobre 2006 Enel SpA ed Enel Produzione, avvalendosi della facoltà concessa dalla legge n. 248/2006, hanno notificato all'AGCM impegni volti a rimuovere i profili anticoncorrenziali riscontrati nell'istruttoria *antitrust* al fine di giungere alla chiusura del procedimento senza accertamento dell'illecito e senza alcuna sanzione.
Enel SpA ed Enel Produzione si sono impegnate a offrire *virtual power plant* (VPP) sul mercato, nella forma di "Contratti differenziali a due vie", per un quantitativo pari a 1.000 MW per il 2007 e 700 MW per il 2008. L'impegno, dopo un *market test* della durata di 30 giorni, è stato reso obbligatorio con la delibera dell'AGCM del 20 dicembre 2006 che ha chiuso il procedimento di abuso di posizione dominante senza accertamento dell'infrazione.
La procedura di assegnazione del VPP per il 2007 si è conclusa il 29 dicembre con l'assegnazione di tutta la capacità offerta a favore dei 25 operatori sorteggiati.

Il 4 ottobre 2006, con la delibera n. 217/06 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità) ha avviato un'istruttoria conoscitiva sul disservizio che ha interessato il sistema elettrico della Sicilia il 17 luglio 2006. Per ciò che attiene a Enel Produzione, l'istruttoria conoscitiva è volta a verificare le modalità di applicazione dei criteri di sicurezza e di rispetto degli ordini impartiti da Terna ai fini della sicurezza del sistema. Obiettivo dell'istruttoria è anche di individuare eventuali misure specifiche per rafforzare il funzionamento del sistema elettrico siciliano.

Con la delibera n. 54/04 del 1° aprile 2004 l'Autorità aveva avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Produzione per la mancata disponibilità di capacità di generazione che aveva portato ai distacchi programmati di energia del 26 giugno 2003 (*brown-out*). Al termine della prima fase dell'istruttoria formale, Enel Produzione aveva provveduto al pagamento in misura ridotta ex art. 16 della legge n. 689/81 (c.d. oblazione). Con la delibera n. 10/05 l'Autorità ha chiuso, il 29 gennaio 2005, l'istruttoria formale senza irrogare sanzioni a Enel Produzione, riconoscendo la validità dell'oblazione effettuata. Sulla base delle conclusioni di tale istruttoria, con la delibera n. 11/05 l'Autorità, nel definire le modalità di remunerazione dei servizi di riserva nel primo semestre 2003, ha invitato il GRTN (ora GSE - Gestore dei Servizi Elettrici) a non pagare a Enel Produzione il servizio prestato in tale periodo. Enel ha presentato ricorso su entrambi i provvedimenti, intimando contemporaneamente al GRTN di effettuare il pagamento dovuto. Nell'udienza per il ricorso sulle delibere n. 10/05 e n. 11/05, tenutasi il 12 luglio 2005, il TAR della Lombardia ha accolto il ricorso di Enel e ha annullato le delibere nella parte in cui invitano il GRTN a non rimborsare a Enel Produzione i corrispettivi dei servizi di riserva prestati; il 31 ottobre 2005 il GRTN ha conseguentemente quantificato in 76 milioni di euro la remunerazione spettante a Enel Produzione. L'Autorità ha comunque presentato ricorso in appello contro la sentenza del TAR che annulla in parte le delibere n. 10/05 e 11/05; si attende la fissazione dell'udienza da parte del Consiglio di Stato.

Con delibera n. 230/06 del 18 ottobre l'Autorità ha irrogato a Enel SpA una sanzione pecuniaria di un milione di euro in relazione all'istruttoria formale avviata con la delibera 108/05, per gli obblighi di comunicazione di informazioni sui contratti di importazione di gas richiesti con la delibera 188/04. Enel ha provveduto al pagamento della sanzione pecuniaria senza avanzare alcun ricorso dinanzi al giudice amministrativo.

Con la delibera 283/06 l'Autorità ha irrogato una sanzione amministrativa nei confronti di Enel Trade pari a 24 milioni di euro. La sanzione è stata stabilita a conclusione di un'istruttoria formale nei confronti di vari utenti dello stoccaggio, tra cui Enel Trade, per uso improprio delle capacità di spazio e punta di stoccaggio di modulazione conferite negli anni termici 2004-2005 e 2005-2006. Enel Trade ha partecipato al procedimento presentando, tra l'altro, proprie memorie difensive.

L'interpretazione innovativa delle norme vigenti, in contrasto con una prassi consolidata giustificata dalle caratteristiche tecniche del sistema, pone gli operatori di fronte a forti vincoli operativi e difficoltà di applicazione anche nell'anno in corso. Enel Trade ha presentato ricorso avverso la delibera n. 283/06.

Altri interventi dell'Autorità in materia di promozione della concorrenza

Al fine di limitare il potere di mercato, in data 4 agosto 2005 l'Autorità ha adottato la delibera n. 175/05, che sottrae agli operatori la gestione degli impianti di pompaggio strategici per la sicurezza del sistema, affidandola a Terna - Rete Elettrica Nazionale. Sulla base della delibera, Terna ha indicato che la capacità di impianti di pompaggio strategici è pari a 5.940 MW, ovvero la quasi totalità degli impianti di pompaggio installati in Italia. Secondo la delibera tali impianti devono essere gestiti da Terna e a essi deve essere corrisposta una remunerazione amministrata. Enel ha impugnato la delibera davanti al TAR che, il 28 febbraio 2006, ha accolto il ricorso annullando la delibera, e imponendo all'Autorità il risarcimento degli eventuali danni patiti da Enel (cui Enel ha comunque rinunciato). Il 25 maggio 2006 l'Autorità ha presentato ricorso contro la sentenza del TAR, rispetto al quale Terna è intervenuta *ad adiuvandum* dell'Autorità. Si attende la fissazione da parte del Consiglio di Stato dell'udienza di merito.

Con la delibera n. 212/05 del 7 ottobre 2005 l'Autorità ha imposto a Enel la conclusione di contratti a termine (c.d. "Virtual Power Plant") con controparti da individuare attraverso procedure concorsuali, per 3.600 MW nella macrozona Sud e per circa 200 MW nella macrozona Sicilia. Il 28 ottobre 2005, Enel ha presentato ricorso al TAR della Lombardia contro la delibera n. 212/05; nell'udienza di merito, svoltasi il 17 gennaio 2006, il TAR ha accolto il ricorso di Enel contro la delibera n. 212/05 che quindi è stata annullata. L'Autorità ha presentato ricorso avverso la sentenza di primo grado; il Consiglio di Stato nell'udienza del 6 febbraio 2007 ha respinto il ricorso dell'Autorità. A fine 2005 Enel Produzione, in aderenza a quanto previsto dalla delibera n. 212/05, aveva organizzato procedure concorsuali per la cessione di contratti a termine; tali procedure concorsuali sono andate deserte.

Emission Trading

Con riferimento al sistema *Emission Trading Scheme* (ETS), nonostante i problemi, non ancora del tutto risolti, connessi all'avvio del Registro nazionale delle emissioni e al rilascio delle quote agli impianti entrati in esercizio nel 2005, Enel ha regolarmente provveduto alla restituzione delle quote corrispondenti alle emissioni del 2005 nei termini e nelle modalità previsti dalla normativa.

Con riferimento al periodo 2008-2012, come previsto dalla direttiva comunitaria 2003/87/CE, i Piani Nazionali di Assegnazione avrebbero dovuto essere presentati alla Commissione Europea entro il termine del 30 giugno 2006.

In seguito la Commissione ha pubblicato, in data 29 novembre 2006, la Comunicazione COM(2006) 725, contenente i criteri seguiti dalla Commissione stessa per esaminare i Piani Nazionali e per richiedere eventuali modifiche.

Per quanto riguarda l'Italia, il Piano Nazionale di Assegnazione è stato notificato

alla Commissione Europea il 18 dicembre 2006 e una decisione da parte della Commissione è attesa entro l'estate. Il nuovo piano assegna al settore termoelettrico per il periodo 2008-2012 un *cap* medio annuale di 116,5 Mton di CO_2, di cui 10,3 Mton a titolo oneroso.
In particolare, agli impianti esistenti di Enel Produzione sono state assegnate quote di emissione pari a circa 40 Mton medie annuali, di cui circa 34 Mton sono gratuite e circa 6 Mton sono offerte a pagamento. A queste si aggiungeranno le quote per i nuovi entranti, quali la centrale di Torrevaldaliga Nord. In funzione della decisione della Commissione Europea queste assegnazioni potranno essere riviste.

Con riguardo all'assegnazione delle quote di CO_2 sulla base del Piano Nazionale di Assegnazione per il periodo 2005-2007, agli impianti di Enel Produzione sono state assegnate quote di emissioni pari a 48,2 milioni di tonnellate (Mton) per il 2005, 40,5 Mton per il 2006 e 39,9 Mton per il 2007. A seguito di una successiva rideterminazione, le quote assegnate per il 2006 e per il 2007 sono state fissate rispettivamente in 39,7 Mton e 41,0 Mton. Le emissioni prodotte sono risultate superiori a quelle assegnate per circa 8,0 Mton nel 2005 e per circa 11,4 Mton nel 2006. Si evidenzia che per la copertura del *deficit* cumulato Enel Produzione è ricorsa all'approvvigionamento sul mercato *spot* per circa 18,1 Mton (di cui 14,2 Mton acquistati nel 2006) e sul mercato *forward* per circa 0,1 Mton. Il residuo *deficit*, pari a circa 1,2 Mton, è stato valorizzato al prezzo di mercato di fine esercizio.

Riconoscimento oneri certificati verdi per il mercato vincolato
Con la delibera n. 8/04 l'Autorità aveva stabilito la misura del rimborso da riconoscere ai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 (certificati verdi), relativamente alle produzioni e importazioni effettuate nell'anno 2001 e destinate al mercato vincolato. Con tale delibera l'Autorità non ha riconosciuto integralmente gli oneri sostenuti da Enel per l'adempimento dell'obbligo previsto dal citato art.11 relativamente all'energia destinata ai clienti del mercato vincolato. Enel aveva provveduto a impugnare dinnanzi al TAR della Lombardia la suddetta delibera, ma il ricorso è stato respinto dal giudice amministrativo che ha però ribadito la necessità di riconoscere a Enel un compenso per quei certificati che erano stati acquistati in relazione all'energia (di fonte non rinnovabile) utilizzata per il funzionamento degli impianti di pompaggio. Enel è ricorsa in appello per il mancato accoglimento del ricorso da parte del TAR della Lombardia; in data 21 marzo 2006 il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR.
Successivamente, con la delibera n. 101/05, l'Autorità ha stabilito il riconoscimento

degli oneri sostenuti per l'acquisto di certificati verdi relativamente alle produzioni e importazioni di energia elettrica destinata al mercato vincolato per il 2002. Con la medesima delibera l'Autorità ha stabilito il riconoscimento dei certificati verdi relativamente all'energia prodotta con impianti di pompaggio sia per l'anno 2001 (in ottemperanza della sentenza del TAR relativa alla delibera n. 8/04) sia per l'anno 2002. Enel ha presentato ricorso al TAR anche contro la delibera n. 101/05 in quanto la predetta delibera prevedeva un rimborso solo parziale degli oneri sostenuti. Il TAR ha respinto la richiesta di rimborso integrale degli oneri per i certificati verdi acquistati da Enel Produzione, mentre ha accolto in parte il ricorso stabilendo che relativamente agli impianti di pompaggio, i certificati verdi dovessero essere annullati con riferimento all'energia prodotta e non all'energia consumata. Il TAR ha riconosciuto a Enel Produzione la possibilità di richiedere al Gestore del sistema elettrico la ripetizione di quanto erroneamente pagato in più relativamente ai certificati verdi acquistati per i consumi degli impianti di pompaggio. L'Autorità ha presentato ricorso avverso la sentenza del TAR per la parte relativa agli oneri per certificati verdi dei pompaggi. Enel ha presentato appello incidentale contro la sentenza del TAR sulla delibera n. 101/05 nella parte riguardante il rimborso parziale degli oneri per certificati verdi. Si è in attesa dell'udienza del Consiglio di Stato in merito.

Con riferimento agli oneri sostenuti per l'acquisto dei certificati verdi relativi alle produzioni e importazioni di energia elettrica destinata al mercato vincolato nel 2003 e nel primo trimestre del 2004, ovvero prima dell'avvio della Borsa dell'energia elettrica, in data 24 gennaio 2006 Enel ha chiesto all'Autorità il riconoscimento di tali oneri. Con lettera del 27 gennaio 2006 l'Autorità ha rigettato l'istanza di Enel. Enel ha impugnato la decisione dell'Autorità di fronte al TAR e si è tuttora in attesa della decisione di quest'ultimo.

Modifica della disciplina dei certificati verdi

Con il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 ("Testo Unico Ambientale") è stato prolungato il periodo di validità dei certificati verdi da otto a dodici anni. In materia di fonti rinnovabili, la Legge Finanziaria 2007 ha, tra l'altro, abrogato l'art. 1, comma 71 della legge 23 agosto 2004, n. 239 (che prevedeva il riconoscimento dei certificati verdi alla cogenerazione abbinata a teleriscaldamento) e ha escluso dall'ammissibilità al regime dei certificati verdi la componente non biodegradabile dei rifiuti, coerentemente con la direttiva 2001/77/CE per la promozione delle fonti rinnovabili. La Legge Finanziaria ha inoltre disposto una revisione della disciplina dei certificati verdi, con l'obiettivo di incentivare l'uso di biomasse per fini energetici, prevedendo che il Ministro dello Sviluppo Economico, d'intesa con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, provveda alla emanazione del relativo decreto.

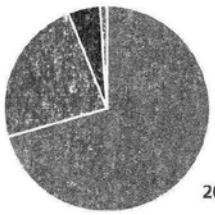
Risultati economici Divisione Generazione ed Energy Management Italia

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Ricavi	15.661	12.995	2.666
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(705)	326	(1.031)
Margine operativo lordo	*3.149*	*3.407*	*(258)*
Ammortamenti e perdite di valore	952	1.009	(57)
Risultato operativo	2.197	2.398	(201)
Attività operative	16.752	16.468	284
Passività operative	4.019	3.841	178
Dipendenti a fine esercizio (n.)	9.573	9.006	567 (1)
Investimenti	897	798	99

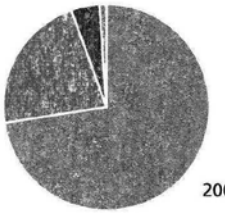
(1) Di cui +760 dipendenti per l'acquisizione del ramo da Enelpower, avvenuta il 1° gennaio 2006.

Produzione netta di Enel in Italia
(milioni di kWh)



2006

- Termoelettrica: **73.842**
- Idroelettrica: **24.475**
- Geotermoelettrica: **5.195**
- Altre fonti: **398**



2005

- Termoelettrica: **81.823**
- Idroelettrica: **24.883**
- Geotermoelettrica: **5.012**
- Altre fonti: **369**

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2006	2005	2006-2005	
Termoelettrica	73.842	81.823	(7.981)	-9,8%
Idroelettrica	24.475	24.883	(408)	-1,6%
Geotermoelettrica	5.195	5.012	183	3,7%
Altre fonti	398	369	29	7,9%
Totale produzione netta	**103.910**	**112.087**	**(8.177)**	**-7,3%**

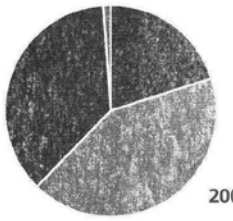
Nel 2006 la produzione netta di energia perviene a 103.910 milioni di kWh evidenziando un decremento del 7,3% rispetto al 2005. In particolare, la produzione termoelettrica registra un decremento di 7.981 milioni di kWh, cui si aggiunge la riduzione della produzione idroelettrica per 408 milioni di kWh; tali decrementi sono in parte compensati dall'incremento della produzione geotermoelettrica per 183 milioni di kWh e di quella eolica per 30 milioni di kWh per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

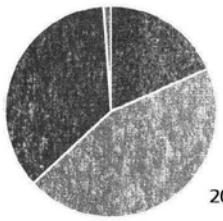
	2006		2005		2006-2005	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	7.704	9,8%	5.253	6,0%	2.451	46,7%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	8.330	10,6%	10.943	12,6%	(2.613)	-23,9%
Totale olio combustibile	*16.034*	*20,4%*	*16.196*	*18,6%*	*(162)*	*-1,0%*
Gas naturale	33.402	42,4%	39.072	45,0%	(5.670)	-14,5%
Carbone	29.010	36,9%	31.469	36,2%	(2.459)	-7,8%
Altri combustibili	256	0,3%	209	0,2%	47	22,5%
TOTALE	**78.702**	**100,0%**	**86.946**	**100,0%**	**(8.244)**	**-9,5%**

Contributi alla produzione termica lorda (milioni di kWh)



2006

- Oli: **16.034**
- Gas naturale: **33.402**
- Carbone: **29.010**
- Altri combustibili: **256**



2005

- Oli: **16.196**
- Gas naturale: **39.072**
- Carbone: **31.469**
- Altri combustibili: **209**

Nel 2006, con riferimento al *mix* di combustibili impiegato nella produzione termoelettrica, si evidenzia un decremento dell'incidenza del gas naturale e una crescita dell'incidenza dell'olio combustibile.

La produzione termica lorda registra comunque un calo generalizzato del 9,5% rispetto al 2005; in particolare, mentre la produzione da olio combustibile si è mantenuta sostanzialmente invariata, la minore produzione da gas naturale (-14,5%) è attribuibile al decreto del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) che ha stabilito alcune modifiche delle condizioni di esercizio delle centrali termoelettriche nei primi mesi del 2006, al fine di contenere i consumi di gas per la generazione elettrica. Infine, la minore produzione termica da carbone (-7,8%) risente soprattutto della maggiore flessibilità di questa tipologia di impianti a rispondere alle esigenze del mercato, nonché delle fermate nell'ultima parte del 2006 delle sezioni 1 e 2 della centrale di Fusina, finalizzate alle attività di ambientalizzazione.

Potenza efficiente netta di Enel installata in Italia

MW

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Impianti termoelettrici (1)	25.117	26.902	(1.785)
Impianti idroelettrici	14.379	14.363	16
Impianti geotermici	671	671	-
Impianti con altre fonti	308	280	28
Totale	**40.475**	**42.216**	**(1.741)**

(1) Di cui 2.605 MW indisponibili per attività di trasformazione e 287 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata.

La potenza efficiente netta installata in Italia al 31 dicembre 2006 risulta in diminuzione di 1.741 MW rispetto a quella registrata alla fine dell'esercizio 2005. La riduzione è prevalentemente riferibile agli impianti termoelettrici, relativamente ai quali si è registrata la definitiva disattivazione di taluni impianti già parzialmente inutilizzati (-1.404 MW) e la disattivazione della sezione 1 di Torrevaldaliga Nord (-643 MW). Tali fenomeni sono stati parzialmente compensati dall'aumento della potenza efficiente di Santa Barbara (+262 MW).

Risultati economici

I **ricavi** del 2006 ammontano a 15.661 milioni di euro, in aumento di 2.666 milioni di euro (+20,5%) rispetto al 2005 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

> maggiori ricavi per 1.022 milioni di euro relativi all'attività di *trading* nei mercati internazionali, per 831 milioni di euro per maggiori attività sul mercato libero nazionale e per 422 milioni di euro relativamente alla crescita delle vendite di energia ad altre Divisioni del Gruppo;

> maggiori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 454 milioni di euro sia per la crescita della remunerazione dei servizi di dispacciamento, sia per

la rilevazione del contributo in relazione agli oneri sostenuti per "l'emergenza gas", così come previsto dall'Autorità che, con la delibera n. 178/06, ha definito le modalità di rimborso di tali oneri;

> maggiori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 114 milioni di euro, per l'effetto combinato della crescita dei ricavi da vendita di gas per 209 milioni di euro e della contrazione della vendita degli altri combustibili per 95 milioni di euro;

> rilevazione di 110 milioni di euro di ricavi per lavori in corso su ordinazione riferibili alle attività effettuate all'estero (Spagna, El Salvador e Bulgaria), a seguito dell'acquisizione da Enelpower del ramo afferente alle attività di ingegneria e costruzioni;

> maggiori ricavi di 92 milioni di euro per i benefici derivanti dall'attuazione degli accordi transattivi a suo tempo sottoscritti con Siemens (51 milioni di euro) e dalla definizione di partite pregresse con il GRTN, ora Terna (41 milioni di euro);

> riconoscimento, nel 2005, di partite regolatorie pregresse per 438 milioni di euro relative ai servizi di riserva verso il GRTN (ora Gestore dei Servizi Elettrici - GSE) per il periodo dal 2002 al 31 marzo 2004 (338 milioni di euro) e al rimborso degli oneri per certificati verdi sostenuti nel 2002 e nel 2003 riconosciuti dall'Autorità con la delibera n. 101/2005 (100 milioni di euro); tali partite sono state parzialmente compensate dagli effetti derivanti dall'applicazione nel 2005 della delibera n. 20/04 dell'Autorità, che ha comportato una rettifica dei prezzi dell'energia elettrica ceduta a Enel Distribuzione e al GRTN (ora GSE) nel marzo 2004 pari a 191 milioni di euro;

> minori corrispettivi per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 67 milioni di euro, principalmente riferibili alla minore remunerazione per *capacity payment* (65 milioni di euro nel 2006 rispetto ai 133 milioni di euro nel 2005, che includeva anche la parte variabile relativa all'anno 2004).

Il **margine operativo lordo** si attesta a 3.149 milioni di euro, in riduzione di 258 milioni di euro (-7,6%) rispetto ai 3.407 milioni di euro registrati nel 2005. Tale riduzione è sostanzialmente riconducibile al minor apporto di partite pregresse rilevate nel 2005 (247 milioni di euro), alla variazione della valutazione al *fair value* dei "Contratti per differenza" (più sfavorevole per 146 milioni di euro), nonché ai maggiori oneri per incentivi all'esodo (91 milioni di euro). Tali variazioni negative sono in parte compensate dal miglioramento del margine di generazione (145 milioni di euro), dai benefici derivanti dall'attuazione di accordi transattivi con Siemens e dalla definizione nell'esercizio di partite pregresse con il GRTN, ora Terna, per complessivi 92 milioni di euro.

Il **risultato operativo** si attesta a 2.197 milioni di euro, in riduzione di 201 milioni di euro (-8,4%) rispetto al 2005. La contrazione del margine operativo lordo sopra evidenziata è stata in parte compensata dai benefici derivanti da minori accantonamenti per perdite di valore per 57 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005	
Impianti di produzione:				
> termoelettrici	627	487	140	28,7%
> idroelettrici	130	178	(48)	-27,0%
> geotermoelettrici	77	84	(7)	-8,3%
> con altre fonti	31	19	12	63,2%
Totale impianti di produzione	**865**	**768**	**97**	**12,6%**
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	15	10	5	50,0%
Investimenti in attività immateriali	17	20	(3)	-15,0%
TOTALE	**897**	**798**	**99**	**12,4%**

Gli **investimenti** ammontano a 897 milioni di euro, di cui 865 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del 2006 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 627 milioni di euro (tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 303 milioni di euro e la trasformazione a ciclo combinato della centrale di Santa Barbara per 55 milioni di euro), gli interventi di rifacimento/ripotenziamento su diversi impianti idroelettrici per 130 milioni di euro, nonché le attività sugli impianti geotermoelettrici per 77 milioni di euro (di cui 25 milioni di euro riferibili ad attività di perforazione inserite nel programma di attività mineraria per nuove opportunità di sviluppo della produzione geotermica) ed eolici per 31 milioni di euro.

Infrastrutture e Reti Italia

Alla Divisione Infrastrutture e Reti Italia 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 destinata al mercato libero e vincolato;

> Enel Rete Gas per la distribuzione del gas;

> Enel Sole per l'illuminazione pubblica e artistica.

Aspetti normativi e tariffari

Energia elettrica

Aspetti normativi

A fine settembre 2006 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità) ha avviato i procedimenti per determinare le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (delibera n. 208/06) e i parametri di qualità del servizio delle stesse attività (delibera n. 209/06), che entreranno in vigore nel prossimo periodo regolatorio 2008-2011.

Per le tariffe, l'Autorità prevede di approfondire sia i meccanismi di promozione del recupero di efficienza nell'erogazione dei servizi, sia le incentivazioni per lo sviluppo delle infrastrutture di distribuzione e delle apparecchiature di misura. Verrà inoltre promossa, alla luce del progredire della liberalizzazione, una semplificazione dei meccanismi tariffari, nonché l'adeguamento del sistema di tariffazione di allacciamenti e diritti fissi.

Per la qualità del servizio, nel corso del periodo 2008-2011 andranno a regime diversi interventi su cui l'Autorità sta già lavorando. Tra questi: la regolazione della qualità dei *call center* delle imprese commerciali; l'estensione degli indennizzi per i clienti alimentati in bassa tensione nel caso di mancato rispetto di *standard* per la continuità del servizio.

Il 18 dicembre 2006, con la delibera n. 292/06, l'Autorità ha introdotto l'obbligo per i distributori di installare nel periodo 2008-2011 nuovi contatori elettronici presso tutti i clienti alimentati in bassa tensione secondo un piano di installazione articolato in quattro fasi di verifica: almeno il 25% dei contatori entro il 2008, il 65% entro il 2009, il 90% entro il 2010 e il 95% entro il 2011. La delibera ha inoltre confermato il riconoscimento degli investimenti effettuati in misuratori elettronici e sistemi di telegestione esclusivamente ai soggetti che li hanno effettivamente realizzati e ha annunciato l'attivazione di un meccanismo di perequazione finalizzato a disincentivare ogni eventuale mancata o ritardata sostituzione degli attuali contatori elettromeccanici.

Separazione amministrativa e contabile

Con la delibera n. 11/07 l'Autorità 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. Si prevede poi la separazione funzionale dell'attività di rilevazione e registrazione dei dati di misura a partire dal 2010 nell'ambito della distribuzione di energia elettrica e dal 2012 per la distribuzione di gas naturale. Il Testo Integrato prevede, infine, la possibilità, di cui Enel ha usufruito, di applicare dal 2008 le nuove disposizioni in materia di separazione contabile.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con le delibere n. 203/06 e n. 275/06, rispettivamente di settembre e dicembre 2006, l'Autorità ha aggiornato i corrispettivi del servizio di distribuzione per l'anno 2007. La manovra risulta in linea con il livello fissato nel 2006 cui è stato applicato il *price-cap* considerando un tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo dell'1,9% e una variazione media annua del deflattore degli investimenti fissi del 2,6%. I corrispettivi per contributi di allacciamento e diritti fissi sono stati ugualmente ridotti del puro effetto *price-cap* (-1,6% corrispondente a circa 10 milioni di euro). La delibera n. 275/06 ha, inoltre, proceduto all'aggiornamento della componente tariffaria per l'attività di misura (MIS). In particolare, tale componente è stata incrementata del 12%. Coerentemente a tale revisione, sono state aggiornate le tariffe di distribuzione per i clienti domestici per l'anno 2007. Per tali clienti è stata anche prorogata fino al 30 giugno 2007, e cioè fino all'apertura completa del mercato domestico prevista per il 1° luglio 2007, la validità delle ulteriori opzioni tariffarie domestiche approvate per l'anno 2006, facendo salva la possibilità per gli esercenti di sospendere la proposta delle medesime opzioni, ovvero di modificarle in relazione ai valori delle tariffe D1, D2 e D3 in vigore dal 1° gennaio 2007.

Con la delibera n. 202/06 del 20 settembre, l'Autorità ha approvato il valore del fattore di correzione specifico aziendale relativo alla società Deval dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione per l'anno 2004. Tale valore ha consentito una maggiorazione dei ricavi ammessi di circa 1,6 milioni di euro contro i circa 1,2 milioni di euro inizialmente riconosciuti dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico nella fase istruttoria di giugno 2006.

Efficienza energetica

In attuazione dei decreti ministeriali del 20 luglio 2004 che fissano gli obiettivi di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali per il periodo 2005-2009, con la delibera n. 293/06 l'Autorità ha fissato gli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2007 in 633 ktep; il Gruppo Enel sostiene il 61% di tale risparmio, pari a circa 385 ktep.

Per l'anno 2006 Enel ha conseguito pienamente gli obiettivi di risparmio energetico assegnati, pari a 187 ktep, il 60% dell'obiettivo nazionale.

Continuità e qualità del servizio

A partire dal 2006 il Testo Integrato aggiunge un nuovo criterio di regolazione della continuità del servizio che fissa il numero massimo di interruzioni, per i clienti in alta tensione e per quelli in media tensione, differenziato in funzione della diversa concentrazione delle aree. Le imprese distributrici sono soggette al pagamento di penali nel caso in cui il numero delle interruzioni ai singoli clienti in alta tensione e in media tensione di maggiori dimensioni risulti maggiore del limite prefissato dall'Autorità. Tali penali verranno ripartite a titolo di indennizzi automatici individuali, tra tutti i clienti in alta tensione e in media tensione peggio serviti, a prescindere dalla dimensione, purché dimostrino di avere impianti opportunamente adeguati rispetto ai requisiti tecnici minimi indicati dalla medesima Autorità. Nel caso in cui i clienti non adeguino i propri impianti, dovranno corrispondere alle imprese distributrici un corrispettivo tariffario specifico (CTS). Tali corrispettivi sono quindi strutturati in modo tale da rappresentare una congrua penalità per i clienti che non adeguano i propri impianti ai suddetti requisiti tecnici.

Il 21 novembre 2006, con la delibera n. 257/06, l'Autorità ha pubblicato i livelli di continuità del servizio elettrico per l'anno 2005 dai quali si evidenzia che Enel Distribuzione ha migliorato gli *standard* di continuità del servizio del 12% rispetto al 2004, ottenendo il riconoscimento di premi per un ammontare pari a circa 118 milioni di euro.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera n. 237/06 l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria nei confronti di Enel Distribuzione per aver disatteso l'obbligo di effettuare almeno un tentativo annuo di lettura dei consumi dei clienti con potenza impegnata fino a 30 kW, previsto dalla delibera n. 200/99. Gli anni oggetto di istruttoria sono il 2003, 2004 e 2005. Il provvedimento finale dell'Autorità sarà adottato nel mese di giugno 2007.

Con la delibera n. 152/04 l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale per l'accertamento di eventuali responsabilità di produttori, distributori e del GRTN (ora GSE - Gestore dei Servizi Elettrici) relativamente al *black-out* del 28 settembre 2003. Il 15 dicembre 2006 l'Autorità ha chiuso le istruttorie nei confronti dei

produttori, limitatamente ai profili sanzionatori, non irrogando sanzioni in virtù dell'oblazione effettuata dai medesimi. Con delibera n. 274/06, del 5 dicembre 2006, l'Autorità ha chiuso le istruttorie formali nei confronti di alcune imprese distributrici e consortili, anche in questo caso senza alcuna sanzione amministrativa. In particolare, per Deval è stato certificato che i dispositivi di alleggerimento del carico sono regolarmente intervenuti al momento del disservizio. Rimangono aperte le istruttorie nei confronti di Enel Distribuzione e di altri cinque soggetti, oltre a quelle nei confronti dei produttori per l'eventuale adozione di provvedimenti prescrittivi. Il termine definitivo per la chiusura dell'istruttoria è stato prorogato al 31 maggio 2007.

Gas

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con la delibera n. 122/05, recependo la sentenza del TAR della Lombardia che ha parzialmente annullato la delibera n. 170/04, l'Autorità ha introdotto il principio del riconoscimento nella tariffa di distribuzione dei nuovi investimenti realizzati dal distributore.

In ottemperanza di una sentenza del Consiglio di Stato, è stata emessa la delibera n. 218/06 che ha modificato la metodologia tariffaria per gli ultimi tre anni termici (ottobre 2005 - settembre 2008) dell'attuale periodo regolatorio. In particolare, sono stati previsti:

> un tasso di recupero della produttività pari a 4,8%, 4,6% e 4,4% rispettivamente per gli anni termici 2005-2006, 2006-2007 e 2007-2008, a fronte di un valore costante pari al 5% previsto dalla delibera n. 170/04. Tale misura ottempera alla sentenza del Consiglio di Stato che prevede un valore decrescente del *price-cap* nel periodo regolatorio;

> un'ulteriore riduzione dell'*X factor* per le imprese di distribuzione che hanno effettuato operazioni di concentrazioni tali da comportare una riduzione del numero complessivo di imprese di distribuzione. Da una prima valutazione, Enel dovrebbe registrare una riduzione media dell'*X factor* nei prossimi due anni di circa il 2% annuo;

> la facoltà per gli impianti in avviamento, ovvero gli impianti nei primi tre anni di attività, di poter rinunciare alla libertà tariffaria loro riconosciuta e determinare, a partire dall'anno 2005-2006, le proprie tariffe secondo criteri omogenei a quelli ordinari. In questo caso è prevista la possibilità di accedere a un fondo presso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico, denominato "Fondo di compensazione per ambiti ad alto costo", per mitigare gli effetti sulle tariffe dei forti investimenti sostenuti durante il periodo di avviamento dell'attività.

La delibera ha un impatto positivo per Enel pari a 1,1 milioni di euro per l'anno 2006, circa 5 milioni di euro per l'anno 2007 e circa 8 milioni di euro per l'anno 2008.

Concessioni di distribuzione

Il decreto legge "Mille Proroghe" del 30 dicembre 2005, n. 273, (convertito in legge il 23 febbraio 2006 e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 28 febbraio 2006, n. 49) ha fissato il 31 dicembre 2007 quale data di scadenza del "periodo transitorio", con la possibilità di proroga automatica non superiore a 2 anni qualora si verifichi almeno una delle condizioni indicate al comma 7 dell'art. 15 del "decreto Letta". Le concessioni di distribuzione di gas possedute da Enel risultano quindi prorogate al 31 dicembre 2009. I termini possono essere prorogati di un anno (fino al 31 dicembre 2010), con atto dell'Ente locale concedente, per comprovate e motivate ragioni di pubblico interesse.

Il decreto stabilisce infine che le concessioni per le quali sono stati stanziati fondi pubblici (legge n. 784 del 28 novembre 1980 e legge n. 266 del 7 agosto 1997) scadono nel 2012 oppure decorsi dodici anni dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze di approvazione delle risultanze finali dell'intervento.

In relazione all'indennizzo dovuto al gestore uscente per le concessioni la cui scadenza risulta, per effetto della normativa sopra citata, anticipata rispetto alla scadenza naturale, il comma 5 dell'art. 15 del "decreto Letta" stabilisce, a carico del nuovo gestore, un rimborso calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti. Per quanto invece non desumibile dalla volontà delle parti è previsto il criterio della stima industriale degli impianti.

Lo schema di disegno di legge (ddL Energia) approvato dal Consiglio dei Ministri nel mese di giugno 2006 promuove, allo scopo di favorire una maggiore efficienza, le operazioni di aggregazione territoriale delle attività di distribuzione gas.

Accertamento sicurezza impianti gas

La delibera n. 40/04 aveva previsto per le nuove attivazioni alla rete di distribuzione una procedura amministrativa complessa che aveva comportato, a partire dal 1° luglio 2005, forti ritardi nelle nuove attivazioni delle utenze. La delibera n. 87/06 del 22 aprile 2006 ha semplificato la delibera n. 40/04 permettendo l'attivazione della fornitura da parte del distributore anche in caso di incompletezza della documentazione inviata dal cliente, con la possibilità per i Comuni di operare verifiche dirette sugli impianti con spese di verifica a carico degli utenti inadempienti.

Risultati economici Divisione Infrastrutture e Reti Italia

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Energia elettrica			
Ricavi	5.421	5.231	190
Margine operativo lordo	*3.297*	*3.247*	*50*
Risultato operativo	2.558	2.552	6
Gas			
Ricavi	286	301	(15)
Margine operativo lordo	*121*	*151*	*(30)*
Risultato operativo	31	76	(45)
Totale			
Ricavi	5.707	5.532	175
Margine operativo lordo	*3.418*	*3.398*	*20*
Risultato operativo	2.589	2.628	(39)
Attività operative	16.875	15.708	1.167
Passività operative	4.042	3.567	475
Dipendenti a fine esercizio (n.)	24.701	25.769	(1.068)
Investimenti	1.459	1.570	(111)

Rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2006	2005	2006-2005
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	18.804	18.952	(148)
Cabine primarie a fine esercizio (n.)	2.047	2.025	22
Linee media tensione a fine esercizio (km)	336.517	335.151	1.366
Cabine secondarie a fine esercizio (n.)	413.887	411.404	2.483
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	740.979	736.026	4.953
Centri satellite a fine esercizio (n.)	483	495	(12)
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	255.038	251.045 (1)	3.993

(1) Inclusi 1.472 milioni di kWh di energia vettoriata in esercizi precedenti, ma commercialmente considerata nel 2005.

La consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica non presenta scostamenti significativi rispetto al 31 dicembre 2005. L'energia trasportata registra un incremento dell'1,6% che riflette la crescita del mercato energetico italiano. Peraltro, escludendo dai valori del 2005 l'energia fisicamente vettoriata in esercizi precedenti ma commercialmente considerata nel 2005 (pari a circa 1,5 TWh), tale incremento si attesterebbe a circa il 2,2%.

Rete di distribuzione e trasporto di gas

	2006	2005	2006-2005
Gas vettoriato (milioni di m³)			
> per società Gruppo Enel	3.252	3.613	(361)
> per società di terzi	412	333	79
Totale gas vettoriato	3.664	3.946	(282)
Rete a fine esercizio (km)	31.113	29.869	1.244

Il decremento di gas vettoriato rispetto al precedente esercizio, pari a circa il 7,1%, è da ricondursi al decremento dei volumi venduti a causa dei fenomeni descritti nel commento della Divisione Mercato Italia.

Risultati economici

I **ricavi** complessivi del 2006 ammontano a 5.707 milioni di euro, in aumento di 175 milioni di euro rispetto al 2005 (+3,2%) in conseguenza dei seguenti fattori:

> maggiori ricavi della rete elettrica per 190 milioni di euro, dovuti essenzialmente all'incremento dei ricavi da trasporto per 124 milioni di euro, connesso ai maggiori quantitativi di energia trasportata e ai maggiori premi riconosciuti per la continuità del servizio per 79 milioni di euro. Tali incrementi risultano parzialmente compensati dalla riduzione dei contributi di allacciamento per 17 milioni di euro;

> minori ricavi della rete di distribuzione di gas per 15 milioni di euro essenzialmente riconducibili alla riduzione dei volumi vettoriati per 9 milioni di euro e alla rilevazione nel 2005 di proventi non ricorrenti per 10 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** complessivo ammonta a 3.418 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 20 milioni di euro riconducibile a:

> un miglior risultato della rete elettrica per 50 milioni di euro, dovuto essenzialmente al miglioramento del margine energia (104 milioni di euro), ai maggiori premi netti per la continuità del servizio e al contenimento dei costi operativi. Tali fenomeni risultano parzialmente compensati dai maggiori oneri per incentivi all'esodo (252 milioni di euro) e dalla riduzione dei contributi di allacciamento per 17 milioni di euro;

> un decremento del margine della rete di distribuzione di gas per 30 milioni di euro da collegare prevalentemente alla citata riduzione dei volumi vettoriati, alla rilevazione nel 2005 di proventi non ricorrenti (-10 milioni di euro) e all'incremento del costo del lavoro connesso alla risoluzione anticipata di rapporti di lavoro.

Il **risultato operativo** complessivo, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 829 milioni di euro (770 milioni di euro nell'esercizio precedente), si attesta a 2.589 milioni di euro, in diminuzione di 39 milioni di euro rispetto al 2005 (-1,5%).

Investimenti

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005	
Rete di distribuzione di energia elettrica	1.200	1.319	(119)	-9,0%
Rete di distribuzione di gas	88	70	18	25,7%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	93	100	(7)	-7,0%
Investimenti in attività immateriali	78	81	(3)	-3,7%
Totale	**1.459**	**1.570**	**(111)**	**-7,1%**

Gli **investimenti** si riducono di 111 milioni di euro, essenzialmente sulla rete di distribuzione di energia elettrica a bassa tensione per il progressivo completamento del progetto "Telegestione".

Internazionale

Nella Divisione Internazionale sono concentrate tutte le risorse dedicate alle attività svolte all'estero nei settori della produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

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

> penisola iberica, con attività di generazione (Enel Viesgo Generación ed Enel Unión Fenosa Renovables), di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto (Electra de Viesgo Distribución, Enel Viesgo Energía ed Enel Viesgo Servicios) in Spagna;

> Europa centrale, con attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne) e con attività di sviluppo di impianti eolici (Erelis) in Francia;

> Europa sud-orientale, con attività di generazione e supporto in Bulgaria (Enel Maritza East 3 ed Enel Operations Bulgaria) e di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto in Romania (Enel Electrica Banat, Enel Electrica Dobrogea ed Enel Servicii);

> Russia, con attività di *trading* e vendita di energia (RusEnergoSbyt) e gestione impianti di produzione (ESN Energo) nella Federazione Russa;

> Americhe, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel North America, Enel Latin America ed Enel Panama).

Aspetti normativi e tariffari

Spagna

Regio decreto legge n. 3/2006

Il 28 febbraio 2006 è stato pubblicato il decreto legge n. 3/2006, finalizzato a ridurre il *deficit* tariffario spagnolo attraverso due provvedimenti:

> obbligo di contrattazione bilaterale tra generatori e distributori dello stesso gruppo a un prezzo regolato pari a 42,35 euro/MWh;

> detrazione dalla remunerazione della generazione, per volumi corrispondenti alle cessioni di energia elettrica effettuati sul *pool*, del valore dei diritti di emissioni assegnati gratuitamente nel piano nazionale per il periodo 2005-2007.

Il decreto è stato ratificato dal Parlamento ed è entrato in vigore il 2 marzo 2006. È stato tuttavia applicato a oggi solo l'obbligo di contrattazione infragruppo, mentre per la detrazione del valore dei diritti di CO_2 si è in attesa della normativa di dettaglio.

Regio decreto legge n. 7/2006

Il 23 giugno 2006 il Governo ha approvato un decreto legge per la riforma di alcuni importanti aspetti del mercato elettrico spagnolo:

> abolizione degli *stranded cost* (Costes de Transición a la Competencia, CTC): i CTC, introdotti con la legge n. 54/1997, vengono riconosciuti inefficienti e superflui. Inefficienti, in quanto causa della distorsione delle offerte presentate al *pool*; superflui, perché gli elevati prezzi di Borsa hanno già permesso il recupero dei costi derivanti dalla liberalizzazione del mercato;

> *deficit* tariffario: abolito il limite del 2% precedentemente previsto per l'incremento annuo della tariffa media di riferimento;

> nuovi incentivi per l'utilizzo di carbone nazionale: il Governo potrà predisporre un piano di incentivi fino a 10 euro/MWh a tempo indeterminato, rispetto ai 6 euro/MWh attualmente previsti e garantiti solo fino al 2007;

> incentivi alla produzione rinnovabile: riconoscimento di un incentivo soggetto a un incremento indipendente da quello della tariffa di riferimento.

Regio decreto legge n. 809/2006

Il 30 giugno 2006 il Governo ha incrementato la tariffa per i clienti industriali del 6% al fine di recuperare parte del *deficit* 2005, riconosciuto come un costo di sistema e pertanto da finanziare attraverso la tariffa nei prossimi 14 anni.

A partire dal luglio 2007, per i nuovi utenti, è stato introdotto l'obbligo di installazione di contatori in grado di permettere l'applicazione di tariffe orarie e la telegestione. Inoltre, il Governo dovrà sviluppare un piano di sostituzione dei vecchi contatori a livello nazionale.

Procedimenti *Antitrust*

L'8 novembre 2004 il Servicio de Defensa de la Competencia (SDC), su segnalazione della Comisión Nacional de Energía (CNE), ha aperto un procedimento nei confronti di Enel Viesgo Generación per presunto abuso di posizione dominante sul mercato delle restrizioni nell'anno 2002 e per i primi mesi del 2003. Nel gennaio 2005 l'istruttoria è stata estesa a tutto il 2003.

Il 5 ottobre 2005 sono state notificate le risultanze istruttorie e il 3 novembre 2005 il SDC ha deferito Enel Viesgo Generación al Tribunal de Defensa de la Competencia (TDC). Il TDC, il 28 dicembre 2006, ha concluso il procedimento irrogando nei confronti di Enel Viesgo Generación una sanzione pecuniaria pari a 2,5 milioni di euro. Il TDC, inoltre, ha disposto l'ordine di cessazione del comportamento oggetto del procedimento. Avverso tale decisione, Enel Viesgo Generación ha presentato ricorso dinanzi l'Audiencia Nacional chiedendo in via cautelare la sospensiva del provvedimento sanzionatorio.

L'8 maggio 2005 il SDC ha avviato nei confronti di Enel Viesgo Generación un secondo procedimento per presunto abuso di posizione dominante sul mercato delle restrizioni. Il procedimento, avviato su denuncia presentata da altro operatore, fa riferimento a un periodo che va dalla metà del 2004 fino ai primi mesi del 2005. L'altro operatore ha anche richiesto al TDC di estendere il periodo oggetto del procedimento all'intero anno 2005.

Emission Trading

In Spagna, agli impianti di Enel Viesgo Generación sono state assegnate quote di emissioni pari a 3,9 Mton per il 2005, 3,4 Mton per il 2006 e 2,7 Mton per il 2007. Le emissioni prodotte sono risultate superiori a quelle assegnate, per 2,1 Mton nel 2005 e per 0,7 Mton nel 2006. Si evidenzia che Enel Viesgo Generación, per la copertura del *deficit* cumulato, è ricorsa all'approvvigionamento sul mercato *spot* per un quantitativo pari a 3,1 Mton, di poco superiore al *deficit* stesso, chiudendo così l'esercizio con una giacenza di quote pari a 0,3 Mton.
Al riguardo si segnala che il Regio decreto legge n. 3/2006 ha, tra l'altro, previsto la detrazione dalla remunerazione della generazione di parte dei diritti di emissione assegnati gratuitamente nel Piano Nazionale per l'anno 2006. Si è tuttora in attesa della relativa normativa di dettaglio.

Il Piano di Assegnazione della Spagna per il periodo 2008-2012 è stato approvato dal Governo con il Regio decreto del 24 novembre 2006: il Piano assegna a Enel Viesgo Generación quote di emissioni pari a 3,2 Mton annue.

Slovacchia

Legge n. 238 del 16 marzo 2006 - *New Decommissioning Fund Act*

Il 26 aprile 2006 è stata pubblicata la legge n. 238 che definisce i nuovi criteri per la costituzione e la gestione del fondo accantonamento per lo smantellamento degli impianti nucleari e la gestione dei rifiuti. In particolare:

> viene riconosciuta, e definita qualitativamente, l'esistenza di un'insufficienza pregressa (*shortfall*) nel fondo già accumulato alla data di entrata in vigore della legge. La legge prevede che questa carenza venga coperta tramite una componente (*levy*) tariffaria da applicare a tutti i consumatori di energia elettrica. L'entità di questa *levy* non è riportata nella legge;

> l'alimentazione del fondo, relativamente ai contributi previsti successivamente al 1° luglio 2006, sarà a carico degli operatori degli impianti nucleari. L'entità dei contributi viene fissata secondo uno schema binomio, che prevede una componente fissa annuale, pari a circa 9.000 euro per MW nucleare installato, e una componente variabile pari al 5,95% (6,8% limitatamente al periodo 1° luglio - 31 dicembre 2006) dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia prodotta con impianti nucleari;

> la legge prevede che, limitatamente al periodo 2007-2011, il contributo complessivo annuale al fondo, da parte di Slovenské elektrárne, non potrà comunque superare l'importo di 48 milioni di euro.

Nei primi giorni di giugno, il Governo slovacco ha provveduto a nominare i membri del *Board of Trustees*, che rappresenta il supremo organo di amministrazione del fondo.

Impianti *must-run* di Slovenské elektrárne (SE)

Slovenské elektrárne (SE) possiede due impianti termici che, in osservanza della clausola di "interesse economico generale", prevista nella nuova legislazione slovacca sull'energia (*Energy Act* n. 658/2004), sono obbligati per legge a garantire disponibilità di potenza ed energia.

La normativa prevede che SE sia compensata per i costi sostenuti per l'esercizio di tali impianti, che non sono recuperabili attraverso la vendita di energia sul mercato, tramite una componente tariffaria di *System Cost* (SC) applicata a tutti i consumatori finali. Questa componente tariffaria è fissata annualmente dal regolatore slovacco (URSO) sulla base degli extra costi previsti riconosciuti a SE.

URSO ha definito il rimborso per i due impianti *must-run* (ENO ed EVO) in complessivi 2,2 miliardi di corone slovacche (pari a circa 59 milioni di euro) per l'anno 2005 e ha fissato, con le decisioni n. 9/2006/E, n. 150/2006 e n. 290/2006, il compenso per l'anno 2006 in complessivi 2,7 miliardi di corone slovacche (pari a circa 72 milioni di euro). Sulla base dei dati consuntivi, SE ha ritenuto il rimborso fissato per il 2005 insufficiente; nel corso del mese di maggio 2006 ha quindi presentato a URSO una formale richiesta di conguaglio ottenendo il riconoscimento di ulteriori 0,7 miliardi di corone slovacche (pari a circa 18 milioni di euro).

Proposte di modifica del *Regulatory Act* e dell'*Energy Act*

Il 5 ottobre 2006 il Ministero dell'Economia slovacco ha reso pubblica una proposta di modifica della legge istitutiva del regolatore slovacco, *Regulatory Act*, e della legge energetica, *Energy Act*. La bozza è stata pubblicata per consultazione e include importanti modifiche tra cui il potere di regolamentazione dei prezzi di generazione e vendita all'ingrosso.

SE ha inviato le sue osservazioni, che criticano in sostanza le novità proposte nel *draft*.

Emission Trading

Per il 2006, a fronte di quote di emissioni assegnate agli impianti di Slovenské elektrárne per 5,3 Mton, le emissioni prodotte sono risultate inferiori per circa 0,6 Mton.

Per quanto concerne il Piano di Assegnazione 2008-2012, a Slovenské elektrárne era stata assegnata una media annua di quote pari a 9,2 Mton di CO_2 su un totale

di 41,3 Mton. La Commissione Europea, con la decisione COM(2006) 725 del 29 novembre 2006, ha imposto una riduzione del 25% sul *cap* totale delle quote di emissioni e pertanto il Governo slovacco dovrà ora rivedere il proprio Piano e ridistribuire l'assegnazione fra gli impianti dei diversi settori.

Romania

Aspetti tariffari

Le tariffe di distribuzione vengono determinate attraverso un sistema che prevede la regolamentazione verso il cliente finale tutelando la profittabilità del distributore e riconoscendo i costi di distribuzione fino a un *cap* tariffario. L'incremento tariffario ha un tetto del 18% in termini reali. Il periodo regolatorio è di cinque anni a eccezione del primo che dura tre anni (2005-2007).

Per il 2006 il riconoscimento dei costi presentati in linea con la metodologia tariffaria ha determinato un aumento delle tariffe in termini reali rispettivamente del 18% per Enel Electrica Banat e del 16,9% per Enel Electrica Dobrogea.

Unbundling

Entro luglio 2007 le società di distribuzione e vendita di energia elettrica hanno l'obbligo di effettuare l'*unbundling* societario. La regolamentazione prevede la necessità di creare società separate per gestire la rete di distribuzione e la vendita con conseguente gestione amministrativa, di *accounting* e di *management* distinta.

È ancora in definizione, rispetto all'*unbundling*, la struttura per il fornitore implicito (ovvero il fornitore per i clienti vincolati che dopo luglio 2007 non eserciteranno il diritto di eligibilità) e per il fornitore di ultima istanza (che interviene in caso di fallimento del fornitore implicito) per i clienti vincolati che dopo luglio 2007 non eserciteranno il diritto di eligibilità.

Il ruolo del fornitore implicito verrà espletato dalle stesse società che operano nella distribuzione e vendita di energia elettrica. A oggi restano ancora da definire le modalità per l'acquisto di energia per quei clienti che rimarranno regolati.

È inoltre in discussione con l'Autorità il riconoscimento dei costi generati dall'*unbundling* societario.

Risultati economici Divisione Internazionale

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Ricavi	3.068	1.858	1.210
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	91	(14)	105
Margine operativo lordo	*918*	*485*	*433*
Ammortamenti e perdite di valore	399	178	221
Risultato operativo	519	307	212
Attività operative	10.008	4.282	5.726
Passività operative	4.037	813	3.224
Dipendenti a fine esercizio (n.)	13.861	5.024	8.837
Investimenti	467	299	168

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

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2006	2005	2006-2005	2006	2005	2006-2005	2006	2005	2006-2005
Penisola iberica	1.049	1.289	(240)	235	284	(49)	110	143	(33)
Europa centrale	975	-	975	389	-	389	198	-	198
Europa sud-orientale	670	452	218	180	128	52	127	112	15
Russia	202	2	200	7	1	6	7	1	6
Americhe	172	115	57	107	72	35	77	51	26
Totale	**3.068**	**1.858**	**1.210**	**918**	**485**	**433**	**519**	**307**	**212**

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2006	2005	2006-2005	
Termoelettrica	9.640	9.324	316	3,4%
Nucleare	10.692	-	10.692	-
Idroelettrica	6.011	2.887	3.124	108,2%
Eolica	846	957	(111)	-11,6%
Altre fonti	327	457	(130)	-28,5%
Totale produzione netta	**27.516**	**13.625**	**13.891**	**102,0%**

La produzione netta effettuata all'estero nel 2006 è pari a 27.516 milioni di kWh, con un incremento di 13.891 milioni di kWh rispetto al 2005 principalmente riferibile al consolidamento di Slovenské elektrárne (15.618 milioni di kWh), il cui contributo deriva in prevalenza da fonte nucleare (10.692 milioni di kWh). Tale incremento risulta parzialmente compensato dalla diminuzione della produzione netta di energia in Spagna (2.336 milioni di kWh, prevalentemente riferibili alla produzione termoelettrica).

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2006		2005		2006-2005	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	148	0,7%	622	6,1%	(474)	-76,2%
Gas naturale	129	0,6%	483	4,7%	(354)	-73,3%
Carbone	10.578	47,0%	9.172	89,2%	1.406	15,3%
Combustibile nucleare	11.633	51,7%	-	-	11.633	-
Totale	**22.488**	**100,0%**	**10.277**	**100,0%**	**12.211**	**118,8%**

Con riferimento al *mix* di combustibili impiegato nella produzione termoelettrica, l'incidenza dell'utilizzo dei vari combustibili nella produzione termica lorda nel 2006 è fortemente influenzata dall'utilizzo del combustibile nucleare a seguito del consolidamento di Slovenské elektrárne. Il maggiore consumo di carbone e il minor utilizzo degli altri combustibili risentono anch'essi dei fenomeni già commentati per la produzione netta di energia.

Potenza efficiente netta di Enel installata all'estero

MW

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Impianti termoelettrici	3.740	2.141	1.599
Impianti idroelettrici	3.772	1.159	2.613
Impianti eolici	283	412	(129)
Impianti nucleari	2.460	-	2.460
Impianti con fonti alternative	46	74	(28)
Totale	**10.301** (1)	**3.786**	**6.515**

(1) Di cui 1.559 MW di Slovenské elektrárne oggetto di *carve-out*: impianto nucleare EBO V1 per 820 MW e impianti idrici per 739 MW (di cui 720 MW relativi a Gabcikovo).

La potenza efficiente netta installata all'estero registra un incremento di 6.515 MW prevalentemente riferibile al consolidamento di Slovenské elektrárne, che contribuisce all'incremento complessivo per 6.442 MW, e di Enel Panama per 150 MW. A tale incremento si aggiungono la crescita degli impianti di Enel Latin America per 123 MW, prevalentemente connessa all'acquisto degli impianti idroelettrici in Brasile, e la riduzione, per 145 MW, relativa al deconsolidamento parziale di Enel Unión Fenosa Renovables che impatta sugli impianti eolici e da fonti alternative.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2006	2005	2006-2005
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	6.142	6.116	26
Cabine primarie a fine esercizio (n.)	300	299	1
Linee media tensione a fine esercizio (km)	33.050	33.012	38
Cabine secondarie a fine esercizio (n.)	22.429	22.275	154
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	43.770	43.288	482
Centri satellite a fine esercizio (n.)	193	149	44
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	12.570	9.651	2.919

Al 31 dicembre 2006 la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica all'estero si mantiene sostanzialmente invariata rispetto alla fine dell'esercizio precedente. L'incremento dell'energia trasportata risente del consolidamento delle società rumene dal secondo trimestre 2005, con un apporto incrementativo di 2.804 milioni di kWh.

Vendita di energia

Milioni di kWh

	2006	2005	2006-2005	
Alta tensione	10.160	3.085	7.075	-
Media tensione	1.938	1.347	591	43,9%
Bassa tensione	5.055	3.661	1.394	38,1%
Totale	**17.153**	**8.093**	**9.060**	**111,9%**

La vendita di energia effettuata dalla Divisione Internazionale nel 2006 si incrementa di 9.060 milioni di kWh, con una crescita da riferire prevalentemente al consolidamento, da giugno 2006, di RusEnergoSbyt (+7,6 miliardi di kWh) e da fine aprile 2005 delle società rumene (+1,5 miliardi di kWh).

Risultati economici

I **ricavi** sono in crescita di 1.210 milioni di euro (+65,1%), passando da 1.858 milioni di euro a 3.068 milioni di euro. L'incremento è dovuto all'entrata nel perimetro di consolidamento, nel secondo trimestre del 2006, di Slovenské elektrárne (975 milioni di euro) e di RusEnergoSbyt (199 milioni di euro) e, nel terzo trimestre del 2006, di Enel Panama (18 milioni di euro). Altri fattori che hanno contribuito alla crescita dei ricavi sono stati l'acquisizione, avvenuta nel secondo trimestre del 2005, delle due società rumene di distribuzione e vendita di energia elettrica (166 milioni di euro), i maggiori ricavi delle società bulgare per 52 milioni di euro e quelli delle società americane per 39 milioni di euro. Tali incrementi sono parzialmente compensati dalla contrazione dei ricavi delle società spagnole (240 milioni di euro) dovuta alle

minori quantità di energia vendute nonché per l'applicazione, dai primi mesi del 2006, di disposizioni normative che hanno regolato la contrattazione tra generatori e distributori dello stesso gruppo.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 918 milioni di euro, in crescita di 433 milioni di euro (+89,3%) rispetto al 2005, prevalentemente riferibili per 420 milioni di euro alla variazione di perimetro di consolidamento intervenuta (riconducibile a Slovenské elektrárne per 389 milioni di euro, alle società rumene per 19 milioni di euro, a RusEnergoSbyt per 6 milioni di euro e a Enel Panama per 6 milioni di euro). A tale fenomeno si aggiunge l'incremento del risultato di Enel Maritza East 3 per 33 milioni di euro, delle società americane per 29 milioni di euro e la flessione del margine delle società spagnole per 49 milioni di euro, prevalentemente dovuta ai minori volumi prodotti e al deconsolidamento del 30% di Enel Unión Fenosa Renovables.

Il **risultato operativo** è pari a 519 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al 2005, una crescita di 212 milioni di euro attribuibile per 199 milioni di euro alla variazione di perimetro (riferibile per 198 milioni di euro a Slovenské elektrárne), per 23 milioni di euro alla crescita del risultato operativo conseguita dalle società americane e per 23 milioni di euro dalle società bulgare. Tali incrementi sono parzialmente compensati dal risultato negativo delle società spagnole per 33 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005	
Impianti di produzione:				
> termoelettrici	139	83	56	67,5%
> idroelettrici	27	28	(1)	-3,6%
> geotermoelettrici	2	-	2	-
> nucleari	57	-	57	-
> con fonti energetiche alternative	84	111	(27)	-24,3%
Totale impianti di produzione	**309**	**222**	**87**	**39,2%**
Investimenti in reti di distribuzione	124	62	62	100,0%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	11	6	5	83,3%
Investimenti in attività immateriali	23	9	14	155,6%
TOTALE	**467**	**299**	**168**	**56,2%**

Gli **investimenti** ammontano a 467 milioni di euro, in aumento di 168 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, i maggiori investimenti in impianti di generazione, pari a 87 milioni di euro, risentono prevalentemente del consolidamento di Slovenské elektrárne (64 milioni di euro di cui 57 milioni di euro in campo nucleare), degli investimenti effettuati in America da Enel North America ed Enel Latin America per complessivi 45 milioni di euro, nonché dei maggiori investimenti effettuati in Spagna per 44 milioni di euro (in particolare riferiti alla trasformazione a ciclo

combinato dell'impianto di Escatrón); tali fenomeni sono parzialmente compensati dai minori investimenti conseguenti al consolidamento proporzionale di Enel Unión Fenosa Renovables per 61 milioni di euro, che impatta prevalentemente sugli impianti che utilizzano fonti energetiche alternative.

L'incremento registrato dagli investimenti sulle reti di distribuzione all'estero, pari a 62 milioni di euro, riflette invece, in via prevalente, l'incremento degli investimenti effettuati in Romania per 55 milioni di euro e in Spagna per 9 milioni di euro.

Capogruppo e Altre attività

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Capogruppo			
Ricavi	1.178	1.118	60
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(4)	(14)	10
Margine operativo lordo	*177*	*67*	*110*
Provento da scambio azionario	263	-	263
Risultato operativo	423	53	370
Attività operative	1.013	1.263	(250)
Passività operative	1.275	1.604	(329)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	652	569	83
Investimenti	13	11	2
Servizi e Altre attività			
Ricavi	1.161	1.741	(580)
Margine operativo lordo	*179*	*315*	*(136)*
Risultato operativo	86	219	(133)
Attività operative	1.771	2.945	(1.174)
Passività operative	1.128	2.392	(1.264)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	4.585	5.416	(831)
Investimenti	71	98	(27)

Capogruppo

La Capogruppo Enel SpA, nella propria funzione di *holding* industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società partecipate e ne coordina l'attività. Svolge inoltre la funzione di tesoreria centrale, provvede alla copertura dei rischi assicurativi, fornisce assistenza e indirizzi in materia di organizzazione, gestione del personale e relazioni industriali, nonché in materia contabile, amministrativa, fiscale, legale e societaria. Inoltre Enel risulta titolare dei contratti pluriennali di importazione di energia elettrica.

Risultati economici

I **ricavi** del 2006 risultano pari a 1.178 milioni di euro, in aumento di 60 milioni di euro rispetto al 2005 (+5,4%). Tale incremento è riferibile principalmente alla crescita dei ricavi da vendita di energia elettrica, essenzialmente dovuta ai maggiori prezzi di vendita (27 milioni di euro) e al rilascio a Conto economico del risultato positivo direttamente imputato a patrimonio netto nell'esercizio 2005 (23 milioni di euro) derivante dalla valutazione al *fair value* delle azioni gratuite di Terna (c.d. "*bonus share*"), il cui diritto di attribuzione è stato esercitato nel mese di gennaio 2006.

Il **margine operativo lordo** del 2006, pari a 177 milioni di euro, registra un incremento di 110 milioni di euro rispetto a quello del 2005, prevalentemente connesso al miglioramento del margine da vendita di energia (38 milioni di euro) e al citato provento relativo alla *bonus share* di Terna. A tali fattori si aggiunge la

riduzione dei costi operativi principalmente in relazione a minori accantonamenti per vertenze e contenziosi rispetto a quelli effettuati nel 2005 (45 milioni di euro).

Il **risultato operativo** si attesta a 423 milioni di euro, in crescita di 370 milioni di euro rispetto a quello del 2005 (53 milioni di euro) per effetto del miglioramento del margine operativo lordo e del provento collegato allo scambio azionario Wind-Weather, parzialmente compensati da maggiori ammortamenti e perdite di valore per 3 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.

Ai fini del confronto va evidenziato che in data 1° aprile 2005 Enel Ape (ora Enel Servizi) ha acquisito i rami di azienda "Amministrazione" della Capogruppo, di Enel Distribuzione e di Enel Produzione, mentre in data 1° luglio 2005 le società del Gruppo hanno ceduto a Enel Servizi i rami di azienda "Servizi". Inoltre, in data 1° gennaio 2006 Enel Produzione ha acquisito il ramo di azienda di Enelpower afferente alle attività di ingegneria e costruzioni su impianti di produzione di energia elettrica per le esigenze del Gruppo.

Risultati economici

I **ricavi** dell'area Servizi e Altre attività nel 2006 sono pari a 1.161 milioni di euro, a fronte di 1.741 milioni di euro del 2005. La contrazione, pari a 580 milioni di euro (-33,3%), è da attribuire essenzialmente alla cessione a Enel Produzione del ramo afferente alle attività di ingegneria e costruzioni (694 milioni di euro), i cui effetti sono in parte compensati dall'incremento dei ricavi per servizi di *staff* prevalentemente conseguenti all'acquisizione dei relativi rami di azienda avvenuta nel secondo e nel terzo trimestre del 2005 (115 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** del 2006 si attesta a 179 milioni di euro, in calo di 136 milioni di euro (-43,2%) rispetto a quello del 2005 essenzialmente per la riduzione delle attività di ingegneria e costruzioni (103 milioni di euro) e per i maggiori oneri per incentivi all'esodo (32 milioni di euro).

Il **risultato operativo** del 2006 si attesta a 86 milioni di euro, in flessione di 133 milioni di euro rispetto al 2005.

Prevedibile evoluzione della gestione

In un contesto caratterizzato da una maggiore competizione tra gli operatori e dalle crescenti attenzioni su tutte le tematiche di carattere ambientale, Enel ha l'obiettivo di migliorare anche nel 2007 gli importanti risultati conseguiti nell'esercizio appena concluso.

Sul fronte domestico Enel ha già definito le strategie relativamente alla liberalizzazione del mercato *retail* e sta già operando per consolidare la propria posizione con offerte mirate ai clienti del mercato libero.
Inoltre, coerentemente con l'obiettivo di rafforzare la propria *leadership* nelle fonti rinnovabili, Enel ha previsto, nell'ambito del Progetto Ambiente e Innovazione, piani di investimento e azioni per incentivare la ricerca e lo sviluppo in tale settore, nonché nuove offerte di prodotti e servizi volte a promuovere un utilizzo dell'energia ambientalmente responsabile da parte degli utenti.

Sul fronte dell'efficienza proseguono i programmi per il completamento della conversione degli impianti a carbone, le strategie per l'ottimizzazione del *sourcing* di combustibile e sono già in atto azioni di ottimizzazione dei costi del servizio al cliente e di gestione della rete. In particolare, Enel ha intrapreso nuove azioni rivolte al raggiungimento dell'eccellenza operativa attraverso un progetto denominato "Zenith" che coinvolge tutte le Divisioni e dal quale si attende, già nel 2007, un significativo contenimento dei costi.

Sul fronte internazionale le rilevanti acquisizioni finalizzate nel corso del 2006 hanno confermato la strategia di sviluppo internazionale intrapresa da Enel. Nei primi mesi del 2007, con l'ingresso nel capitale di Endesa e con gli importanti accordi raggiunti con Acciona, prima, per la gestione congiunta di Endesa, e successivamente con E.On per il suo ritiro dall'OPA su Endesa stessa contro cessione di alcuni *asset*, Enel ha raggiunto un importante risultato verso la realizzazione di un grande Gruppo energetico europeo con una forte presenza in Spagna e nel resto del mondo. Gli effetti di tali operazioni modificheranno la struttura patrimoniale di Enel che manterrà

comunque un equilibrio economico-finanziario e le capacità tecniche e le risorse per far fronte agli impegni futuri.

I progetti avviati e le attività previste nei diversi settori nonché la crescita delle attività internazionali produrranno effetti positivi anche nel 2007, i cui risultati operativi sono attesi in miglioramento.

Ricerca e sviluppo

Il Gruppo Enel svolge ricerche volte a incrementare la competitività degli impianti di generazione con un miglioramento delle *performance* di esercizio e della compatibilità con le diverse politiche ambientali. In particolare, le spese di ricerca sostenute nel 2006 ammontano a circa 22 milioni di euro, sostanzialmente in linea con i valori del 2005 (20 milioni di euro).
L'attività di "ricerca di sistema", effettuata a beneficio di tutti gli attori del sistema elettrico italiano, regolamentata dalla normativa di riassetto del settore elettrico e remunerata da un'apposita componente tariffaria, è svolta dalla società collegata Cesi, di cui il Gruppo Enel, al 31 dicembre 2006, detiene il 25,92%.

Nel 2006 la ricerca competitiva ha proseguito l'approfondimento dei diversi aspetti della generazione di energia elettrica e in particolare:

> sono proseguite le attività di sviluppo del sistema diagnostico per turbogas e sono state avviate le attività per lo sviluppo dello specifico sistema di diagnostica precoce delle anomalie dei turbogas e del ciclo a vapore per l'impianto di Santa Barbara, entrato in esercizio nel secondo semestre del 2006;

> è continuata l'attività di ricerca per l'ottimizzazione della combustione delle unità a olio e a carbone del parco di Enel Produzione. In particolare, è in fase di completamento il simulatore di addestramento per l'analisi del comportamento dinamico della caldaia a letto fluido circolante e del ciclo termico nella centrale del Sulcis e, con riferimento ai sistemi di combustione a carbone della centrale termoelettrica di Brindisi Sud, è stata avviata un'attività sperimentale mirata a verificare il comportamento e le prestazioni di tre differenti bruciatori;

> nel campo del controllo delle emissioni sono proseguite le attività cha hanno avuto inizio nel 2005 relative al controllo del mercurio, con l'avvio del circuito pilota di La Spezia e con la messa a punto della tecnica di misura dell'inquinante in fumi da carbone sull'impianto pilota industriale di Marghera. Inoltre, è iniziata la realizzazione del *software on-line* "Data Base Emissioni", il cui scopo è quello di fornire una valutazione dell'impatto del combustibile sui sistemi di abbattimento degli inquinanti e sulle emissioni al camino. Sono infine proseguite le attività

relative al raggiungimento delle "emissioni zero" in geotermia e quelle avviate nel 2005 relative alla messa a punto di una metodologia per la valutazione del contributo alla quantità di particolato rilevato in atmosfera dei siti di generazione elettrica a carbone;

> sono state elaborate le linee guida per l'attivazione in centrale di un sistema di controllo qualità e marcatura CE delle ceneri leggere destinate alla produzione di calcestruzzi strutturali. Sono inoltre proseguite le attività di ottimizzazione gestionale finalizzata al riutilizzo delle ceneri da letto fluido e, a conclusione del progetto "CENERI DOC", finanziato dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca, sono stati presentati i principali risultati relativi alle sperimentazioni condotte sulle tecnologie per la riduzione degli incombusti nelle ceneri di carbone e sui processi di produzione e di impiego delle microceneri;

> nell'ambito del progetto "Dynamis", finanziato dall'Unione Europea, è stato messo a punto un modello di simulazione di cicli di gassificazione del carbone *accoppiati con sistemi che permettono la successiva separazione dell'anidride* carbonica prodotta, sviluppando inoltre un modello di simulazione di un processo di ossidazione del carbone a bassa temperatura, con separazione di anidride carbonica liquida;

> è proseguita l'attività per la messa a punto di un ciclo termoelettrico avanzato alimentato a idrogeno della taglia di circa 12 MW, da realizzare presso la centrale di Fusina. L'impianto sarà alimentato con l'idrogeno attualmente disponibile presso il polo petrolchimico di Marghera. Nel 2006 è stato emesso l'ordine per la fornitura del turbogas a idrogeno ed è iniziata la progettazione esecutiva.
È stato anche emesso l'ordine per adeguare la stazione sperimentale di Sesta in modo da poter effettuare prove in piena scala di combustori alimentati a idrogeno.
Nell'ambito di un progetto finanziato dal Fondo Integrativo Speciale per la Ricerca (FISR), è stata avviata la realizzazione delle modifiche all'impianto di pirolisi (a biomasse) di Bastardo.

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Nel corso del 2006 Enel ha continuato a operare in un'ottica di consolidamento e sviluppo del modello organizzativo divisionale per sostenere l'Azienda in vista dell'apertura del mercato domestico e del suo processo di internazionalizzazione.

In tale contesto, è stata varata la nuova struttura della Divisione Mercato, con un'unità di Marketing dedicata all'analisi del mercato e allo sviluppo di prodotti e unità di Vendita segmentate per tipo di clientela. Il processo di riorganizzazione della Divisione, condotto in un'ottica di integrazione dei clienti gas ed elettricità, ha contemplato anche l'avvio di un percorso di razionalizzazione societaria.

È stato completato il processo di riorganizzazione della Divisione Generazione ed Energy Management che nel suo assetto definitivo contempla: aree di *business* dedicate alla produzione termoelettrica e fonti rinnovabili, un'unica area di *business* denominata Energy Management per la pianificazione della produzione e il *sourcing/trading* di combustibili ed energia e, infine, aree tecniche per lo sviluppo e la realizzazione di impianti e lo sviluppo delle competenze nel settore nucleare e ricerca.

Anche la Divisione Infrastrutture e Reti è stata interessata nel 2006 da una riorganizzazione che ha portato alla creazione di "Funzioni Tecniche" centrali focalizzate sulle sinergie tra mondo elettrico e mondo gas, in termini di *know-how*, competenze *core*, *best practice* e sistemi informativi.

Nella Divisione Internazionale è stata creata la funzione *Operations and Integration* di supporto ai processi di *business development* per la valutazione di società estere da acquisire e ai processi di integrazione per quelle acquisite.

In ambito *Corporate* è stato completato il processo di accentramento delle funzioni di *staff*, incluse le attività di segreteria societaria per l'Italia, definendo al riguardo un unico presidio nella funzione Segreteria Societaria.

Inoltre, al fine di aumentare il grado di presidio di processi strategici, nella funzione Affari Istituzionali e Regolamentari, ridenominata Affari Regolamentari e *Corporate Strategy*, sono state create le unità *Corporate Strategy*, per il coordinamento del processo di elaborazione delle linee di sviluppo strategico, e l'unità Grandi Progetti Infrastrutturali, per la gestione delle *Megacommunity* a supporto del processo di realizzazione dei Grandi Progetti Infrastrutturali.

È stata altresì attuata la riorganizzazione della funzione *Information and Communication Technology* (ICT). Questo ha permesso un ulteriore avvicinamento delle attività di sviluppo ICT al *business* e un incremento di efficacia gestionale dei processi ICT attraverso l'istituzione di una responsabilità unica sui prodotti/servizi in una prospettiva "*end-to-end*" (dalla formalizzazione delle esigenze del cliente interno allo sviluppo delle nuove applicazioni) sotto il presidio di una *governance* forte e centralizzata.

Peraltro, nel corso del 2006, l'intera Azienda è stata oggetto di una profonda rivisitazione dei processi di *governance* e operativi in termini di valutazione e mitigazione dei rischi relativi alla affidabilità e accuratezza dell'informativa societaria. Il sistema di controllo che ne è conseguito e i documenti di processo che lo descrivono sono divenuti parte integrante del corpo procedurale aziendale.

Sviluppo e formazione

Le iniziative di sviluppo e formazione realizzate nel corso del 2006 sono state guidate dall'obiettivo generale di assicurare l'eccellenza delle competenze *core* e di garantire la corretta gestione della crescita interna nonché della copertura delle posizioni rilevanti.

Le principali iniziative di sviluppo hanno riguardato la realizzazione e l'estensione progressiva alle società estere di specifiche campagne di valutazione per segmenti di popolazione omogenei, la realizzazione del *succession plan* di Gruppo al fine di garantire la copertura di tutte le posizioni rilevanti, nonché l'introduzione della prima *climate survey* rivolta a tutto il personale, finalizzata a monitorare la qualità del clima organizzativo.

Nel 2007 è prevista la progettazione di un nuovo sistema di *performance appraisal* destinato a tutti i dirigenti e quadri, la realizzazione di percorsi di sviluppo *ad hoc* per talenti, ai vari livelli organizzativi, l'utilizzo significativo della *job rotation*, in particolare su scala internazionale, e la realizzazione di azioni di miglioramento del clima organizzativo coerenti con gli esiti della *climate survey* 2006.

Per quanto riguarda la formazione, le direttrici principali che sono state attuate fanno riferimento a interventi di formazione manageriale finalizzati allo sviluppo e al consolidamento delle competenze degli *executive*, oltre che a percorsi di formazione istituzionale finalizzati allo sviluppo di un processo di identificazione con la cultura

e i valori Enel e di crescita/consolidamento di un *set* di competenze condiviso (conoscenze e capacità trasversali). Inoltre, sono stati avviati progetti di formazione divisionale, in particolare nella Divisione Mercato, tesi a sviluppare *know-how* tecnico specifico e capacità *core* per affrontare consapevolmente i processi di cambiamento. Nel 2007 è prevista una generale rivisitazione dei programmi istituzionali, in coerenza con le politiche di gestione dei talenti, l'estensione dei percorsi specifici per area professionale a tutte le funzioni critiche, nonché il lancio di interventi specifici atti a supportare i processi di *change* in atto (internazionalizzazione e orientamento al mercato). Le attività programmate per il 2007 troveranno ulteriore spinta e integrazione con il lancio della Enel University previsto a breve.

Selezione

La selezione in Enel ha l'obiettivo di garantire la rispondenza dei candidati prescelti al profilo atteso dai vari ruoli di ingresso, attraverso l'inserimento di giovani brillanti da poter far crescere all'interno dell'Azienda, e di creare le condizioni di massima appetibilità del marchio Enel sui segmenti pregiati del mercato del lavoro, nazionale e internazionale.

Nel corso del 2006 sono state assunte oltre 1.000 persone. Per quanto riguarda il perimetro italiano, le assunzioni sono state circa 500, il 56% delle quali è stato rappresentato da giovani neo-diplomati e neo-laureati con l'obiettivo di rafforzare le funzioni di *core business* dell'Azienda (Progettazione, Impianti, *Energy management* della Divisione Generazione ed Energy Management Italia, aree commerciali e di *marketing* della Divisione Mercato Italia, aree tecniche della Divisione Infrastrutture e Reti) e delle funzioni ICT e di *staff* (strutture di *governance* in particolare). È stata inoltre potenziata la struttura tecnica e manageriale della Divisione Internazionale, attraverso inserimenti sia di personale specializzato sia di giovani neo-laureati, motivati a una carriera internazionale. Una particolare attenzione è stata poi posta alla creazione del *pool* di competenze sul nucleare, che ha visto l'inserimento in questo specifico ambito di 17 persone.

Nel corso del 2006 sono state realizzate diverse iniziative di scambio con università e istituzioni/società internazionali operanti nel settore *Energy*, in regioni di interesse strategico per l'Azienda, che hanno teso a rafforzare il *brand* di Enel in ambito nazionale e internazionale quale centro di eccellenza per l'energia e lo sviluppo sostenibile.

Per il 2007 è previsto il proseguimento delle intense attività di reclutamento e selezione già avviate nel corso del 2006, con la finalità di potenziare le strutture tecnico-ingegneristiche delle Divisioni Generazione ed Energy Management Italia e Infrastrutture e Reti Italia, delle aree commerciali e di *marketing* della Divisione Mercato Italia e della Divisione Internazionale.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva del 2006 si è focalizzata sul rafforzamento dell'integrazione tra i processi di *compensation* e di valutazione, con un incremento dell'incidenza della retribuzione variabile collegata alle *performance* aziendali. Sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo, è stato confermato l'MBO quale strumento principale (coinvolgendo circa il 93% dei dirigenti e circa il 13% dei quadri) al quale si aggiunge, per la popolazione commerciale, un sistema di incentivazione commerciale *ad hoc*. Per quanto attiene all'incentivazione di medio-lungo termine, anche nel 2006 è stato assegnato un piano di *stock option* che ha coinvolto circa l'88% dei dirigenti. Per il 2007, in continuità con le politiche degli ultimi anni, è prevista una personalizzazione più spinta degli strumenti di *compensation* sui segmenti di popolazione più critici, anche attraverso l'utilizzo di logiche di *total rewarding*.

Relazioni industriali

Area elettrici

Il risultato più significativo, nell'anno 2006, è stato il rinnovo del contratto di settore per il periodo 2005-2009 - parte normativa, con aggiornamento della parte economica per il biennio 2005-2007, firmato con le controparti sindacali il 18 luglio a conclusione di una serrata trattativa. L'aggiornamento dell'impianto contrattuale ha consentito l'introduzione di elementi di modernizzazione e flessibilità, con particolare riferimento a temi quali l'orario di lavoro e il nuovo assetto del mercato del lavoro (tipologie contrattuali, sicurezza del lavoro ecc.). A partire da ottobre si sono insediate e hanno cominciato i propri lavori le Commissioni bilaterali previste nel contratto per una serie di "impegni differiti" in tema di Previdenza Complementare, Classificazione del Personale, Regolamentazione dello Sciopero e Collazione del testo contrattuale.

A livello aziendale, nel corso del 2006 è stato firmato l'accordo sul premio di risultato per il biennio 2006-2007 ed è stata completata la trasformazione della struttura organizzativa divisionale con la conclusione dei trasferimenti di processi e risorse a Enel Servizi e la razionalizzazione societaria nell'ambito della Divisione Generazione ed Energy Management, a seguito della cessione del ramo afferente alle attività di ingegneria e costruzioni per le esigenze del Gruppo da Enelpower a Enel Produzione. Sono stati completati i confronti relativi alla costituzione del Centro Servizi del Personale (CSP), all'Area Acquisti e al nuovo assetto organizzativo della Divisione Mercato.

Area Gas

Nell'ambito dell'area Gas, oltre al processo di razionalizzazione societaria che ha riguardato Enel Gas (oggi Enel Energia), a livello aziendale è stato completato, nel rispetto delle procedure di cui all'art. 47 della legge n. 428/90, il passaggio di attività

e risorse di *staff* – ramo di azienda ICT e Amministrazione di Enel Rete Gas e di Enel Gas – a Enel Servizi, efficace a far data dal 1° gennaio 2007.
A livello di settore il 2006 ha visto un serrato confronto per il rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro Gas/Acqua, scaduto il 31 dicembre 2005.

Il 12 maggio è stato raggiunto un accordo delle fonti istitutive del Fondo di Previdenza Complementare per i dirigenti (Enel e Cordenel/Federmanager), che ha previsto l'innalzamento dei contributi a favore degli iscritti.

Consistenza del personale

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2006 è pari a 58.548 dipendenti.
L'aumento dell'organico del Gruppo è dovuto alla acquisizione di società estere (Slovenské elektrárne e società controllate, Enel Operations Bulgaria, RusEnergoSbyt).
Il saldo tra le cessazioni e le assunzioni (-2.369 risorse) è in linea con quanto avvenuto negli anni precedenti.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2005 è così sintetizzata:

Consistenza al 31.12.2005		**51.778**
Variazioni di perimetro e acquisizioni:		
> Simeo	24	
> Gruppo Slovenské elektrárne	7.599	
> Enel Operations Bulgaria	1.004	
> RusEnergoSbyt (1)	389	
> Enel Brasil Partecipações	101	
> Enel Panama	72	
> Metansicula	17	
> Erelis	11	
> cessione 30% Enel Unión Fenosa Renovables (2)	(20)	
> cessione ramo di azienda (verso Hera)	(42)	
> cessione Carbones Colombianos del Cerrejón	(16)	
		9.139
Assunzioni		1.015
Cessazioni		(3.384)
Consistenza al 31.12.2006		**58.548**

(1) Pari al 49,5% della consistenza complessiva; include anche l'acquisizione di nuove *branch* avvenuta nel corso del 2006.
(2) Conseguente al consolidamento con il metodo proporzionale a seguito della cessione del 30%.

Al 31 dicembre 2006 la consistenza del personale che opera all'estero è di 13.958 dipendenti.

Piani di stock option

A decorrere dall'anno 2000 sono stati implementati con cadenza annuale in ambito aziendale piani di azionariato (*stock option*) 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 *stock option* adottati da Enel e ancora in essere nel corso dell'esercizio 2006.

Piano 2002

Nel maggio 2001 l'Assemblea straordinaria di Enel – in accoglimento delle proposte formulate dal Consiglio di Amministrazione, motivate dalla insufficienza dell'importo residuo della delega assembleare del dicembre 1999 al fine di impostare piani di *stock option* ulteriori rispetto a quelli adottati negli anni 2000 e 2001 – ha dato avvio a un piano di azionariato, deliberando:

> di revocare, per la parte non ancora esercitata dal Consiglio medesimo, la delega all'aumento del capitale sociale disposta nel dicembre 1999, facendo comunque salvi tutti gli atti compiuti in esecuzione della delega medesima;

> di conferire al Consiglio di Amministrazione una nuova delega quinquennale all'aumento del capitale sociale per un massimo di 60.630.750 euro (e, quindi, per un importo di poco inferiore all'1% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*) mediante l'emissione di un massimo di 60.630.750 azioni ordinarie da nominali 1 euro ciascuna, con godimento regolare, da offrire in sottoscrizione a pagamento a dirigenti – da individuarsi a cura del Consiglio di Amministrazione – della stessa Enel e/o delle società da questa controllate, con conseguente esclusione del diritto di opzione secondo quanto consentito dal codice civile e dal Testo Unico della Finanza.

Nel corso del mese di marzo 2002, in attuazione di tale delega assembleare, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano di *stock option* relativo

all'anno 2002 (integrato nel settembre dello stesso 2002), unitamente al regolamento attuativo.

Il regolamento ha previsto l'assegnazione ai dirigenti individuati dal Consiglio di Amministrazione di diritti personali e intrasferibili *inter vivos* ("opzioni") relativi alla sottoscrizione di un corrispondente numero di azioni ordinarie Enel di nuova emissione. In base a quanto stabilito dal Consiglio di Amministrazione, i dirigenti medesimi sono stati quindi ripartiti in differenti fasce e la quantità di opzioni assegnate agli appartenenti a ciascuna di esse è stata determinata attraverso l'applicazione di un moltiplicatore al rapporto tra la retribuzione annua lorda di riferimento della fascia di appartenenza e il valore di un'opzione a tre anni, determinato sulla base di valutazioni di mercato. Il diritto alla sottoscrizione delle azioni risulta subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione) specificamente disciplinate nel regolamento.

Tra i destinatari del Piano di *stock option* 2002 risultano compresi anche coloro che hanno rivestito, in fasi distinte nel corso di tale anno, la carica di Amministratore Delegato di Enel e che hanno partecipato al Piano stesso nella qualità di Direttori Generali.

Il regolamento ha disposto inoltre che le opzioni assegnate – una volta realizzatesi le condizioni di esercizio – possano 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.

In ogni caso le opzioni risultano in concreto 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.

Per quanto concerne le condizioni di esercizio – aventi carattere di condizioni sospensive – il regolamento ha disposto che tutte le opzioni assegnate divengono esercitabili qualora (i) l'importo dell'EBITDA di Gruppo relativo all'anno di assegnazione e riportato nel *budget* approvato dal Consiglio di Amministrazione venga superato e (ii) la variazione percentuale del prezzo dell'azione Enel riportato dal sistema telematico della Borsa Italiana nel corso dell'anno di assegnazione delle opzioni risulti 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%). Qualora tali obiettivi non vengano congiuntamente raggiunti, tutte le opzioni decadono automaticamente, non essendo previsto alcun meccanismo che ne consenta il recupero.
Il regolamento ha infine previsto che il prezzo di sottoscrizione delle azioni ("*strike price*") venga 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, per un importo pari allo *strike price*, risulta a totale carico dei destinatari, non prevedendo il Piano alcuna agevolazione a tale riguardo.

Sviluppo del Piano 2002

In concreto, sulla base di tale disciplina regolamentare, il Piano di *stock option* relativo all'anno 2002 ha determinato l'assegnazione di complessive 41.748.500 opzioni in favore di 383 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 6,426 euro (e, per le sole opzioni assegnate nel settembre 2002, a 6,480 euro).
In relazione a tale Piano, dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, si è potuto accertare che nel corso dell'anno di assegnazione delle opzioni sono stati conseguiti ambedue gli obiettivi concernenti il superamento dell'EBITDA di Gruppo e la *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento, il che ha determinato il verificarsi dei presupposti per l'esercitabilità di tutte le opzioni assegnate. Si segnala che delle indicate 41.748.500 opzioni assegnate e divenute esercitabili sono decadute per cessazione anticipata dal servizio dei relativi assegnatari (i) 4.872.500 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2005, mentre (ii) nessuna opzione risulta decaduta nel corso del 2006.

Aumento del capitale sociale a servizio del Piano 2002

Per effetto di quanto sopra, nel mese di aprile 2003 il Consiglio di Amministrazione, parzialmente esercitando la delega assembleare del maggio 2001, ha quindi deliberato un aumento scindibile del capitale sociale (comportante una potenziale diluizione massima inferiore allo 0,7% del capitale stesso *pro tempore*) al servizio delle opzioni assegnate con il Piano 2002.
In particolare, in tale occasione il Consiglio di Amministrazione ha deliberato un aumento a pagamento del capitale dell'importo massimo di 41.748.500 euro, sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2007, al servizio di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2002 (in quanto divenute esercitabili), caratterizzate da un prezzo di sottoscrizione pari (i) a 6,426 euro per le 39.245.000 opzioni assegnate nel marzo 2002 e (ii) a 6,480 euro per le 2.503.500 opzioni assegnate nel settembre 2002.
In esecuzione di tale deliberazione consiliare risultano essere state emesse e

sottoscritte, nel corso del 2006, 1.319.050 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2002 esercitate nei periodi compresi tra il 2 febbraio e il 22 febbraio 2006, tra il 29 maggio e il 16 giugno 2006 e tra il 10 novembre e il 30 novembre 2006. Esse si aggiungono alle 34.801.650 azioni ordinarie emesse e sottoscritte a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2002 esercitate nel corso del 2004 e del 2005.

Piano 2003

Nel maggio 2003 l'Assemblea straordinaria di Enel – in accoglimento delle proposte formulate dal Consiglio di Amministrazione, motivate dalla insufficienza dell'importo residuo della precedente delega assembleare del maggio 2001 al fine di impostare ulteriori piani di *stock option* – ha dato avvio a un nuovo piano di azionariato, deliberando:

> di revocare, per la parte non ancora esercitata dal Consiglio medesimo, la delega all'aumento del capitale sociale disposta nel maggio 2001, facendo comunque salvi tutti gli atti compiuti in esecuzione della delega medesima;

> di conferire al Consiglio di Amministrazione una nuova delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di 47.624.005 euro (e, quindi, per un importo pari a circa lo 0,8% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), dotata di caratteristiche analoghe a quelle della precedente delega del maggio 2001 e destinata a servizio del Piano di *stock option* relativo all'anno 2003, quale già approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di aprile 2003.

Il Piano 2003 – tra i cui destinatari figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – risulta ispirato a logiche analoghe a quelle del Piano 2002, mutuandone le disposizioni del regolamento attuativo per quanto riguarda i diversi profili in precedenza descritti (concernenti, in particolare, i criteri che regolano tanto l'assegnazione delle opzioni ai dirigenti destinatari del Piano quanto il mantenimento del diritto al relativo esercizio, il periodo di maturazione delle opzioni e la loro concreta esercitabilità all'interno di prestabilite 'finestre' temporali, le condizioni di esercizio delle opzioni, le modalità di determinazione del prezzo di sottoscrizione delle azioni e l'assenza di agevolazioni per il relativo pagamento da parte dei dirigenti partecipanti al Piano).

Sviluppo del Piano 2003

In concreto il Piano di *stock option* relativo all'anno 2003 ha determinato l'assegnazione di complessive 47.624.005 opzioni in favore di 549 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 5,240 euro. In relazione a tale Piano, dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, si è potuto accertare che sono stati conseguiti ambedue gli obiettivi, concernenti il superamento dell'EBITDA di Gruppo

nel corso dell'anno di assegnazione delle opzioni e la *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento indicato nel regolamento attuativo del Piano; si segnala a tale ultimo riguardo che il periodo di rilevazione dell'andamento sia dell'azione Enel sia dell'indice di riferimento – periodo destinato a scadere per previsione regolamentare il 31 dicembre 2003 – è stato prolungato dal Consiglio di Amministrazione al 26 marzo 2004, al fine di ripristinare condizioni di normalità per una valutazione oggettiva del raggiungimento di tale obiettivo; ciò in considerazione dell'operazione di collocamento di azioni Enel presso investitori istituzionali realizzata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze nel mese di ottobre 2003, di per sé estranea alla gestione di Enel e tale da avere determinato, per la sua straordinaria e rilevante portata, notevoli riflessi sull'andamento del titolo. Risultano pertanto essersi verificati i presupposti per l'esercitabilità di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2003. Si segnala che delle indicate 47.624.005 opzioni assegnate e divenute esercitabili sono decadute per cessazione anticipata dal servizio dei relativi assegnatari (i) 3.288.426 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2005 e (ii) 60.290 opzioni nel corso del 2006.

Aumento del capitale sociale a servizio del Piano 2003

Nel mese di aprile 2004 il Consiglio di Amministrazione, esercitando interamente la delega assembleare del maggio 2003, ha quindi deliberato un aumento scindibile e a pagamento del capitale sociale (comportante una potenziale diluizione massima del capitale medesimo *pro tempore* pari a circa lo 0,8%) al servizio delle opzioni assegnate con il Piano 2003. Tale aumento, deliberato per un importo massimo di 47.624.005 euro e sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2008, risulta al servizio di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2003 (in quanto divenute esercitabili), caratterizzate da un prezzo di sottoscrizione pari a 5,240 euro.
In esecuzione di tale deliberazione consiliare risultano essere state emesse e sottoscritte, nel corso del 2006, 11.726.012 azioni ordinarie a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2003 esercitate nei periodi compresi tra il 2 febbraio e il 22 febbraio 2006, tra il 29 maggio e il 16 giugno 2006 e tra il 10 novembre e il 30 novembre 2006. Esse si aggiungono alle 30.500.492 azioni ordinarie emesse e sottoscritte a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2003 esercitate nel corso del 2004 e del 2005.

Piano 2004

Nel maggio 2004 l'Assemblea straordinaria di Enel ha dato avvio a un nuovo piano di azionariato, deliberando di conferire al Consiglio di Amministrazione una nuova delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di 38.527.550 euro (e, quindi, per un importo pari a circa lo 0,6% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe del maggio 2001 e del maggio 2003 e destinata a servizio del Piano di *stock option* relativo all'anno

2004, quale già approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di marzo 2004. Il Piano 2004 – tra i cui destinatari figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – risulta ispirato a logiche analoghe a quelle dei Piani 2002 e 2003, mutuandone in larga parte le disposizioni dei regolamenti attuativi e discostandosene solo per i profili di seguito evidenziati.

In particolare, pur risultando confermata la ripartizione dei destinatari del Piano in differenti fasce, si è però prevista un'assegnazione delle opzioni in base a criteri proporzionali e non più effettuata attraverso l'applicazione di un moltiplicatore al rapporto tra la retribuzione annua lorda di riferimento della fascia di appartenenza dell'interessato e il valore di un'opzione a tre anni, determinato sulla base di valutazioni di mercato.

Inoltre, è stato disposto che le opzioni assegnate – una volta realizzatesi le condizioni di esercizio – possano 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.

Sono state altresì eliminate le 'finestre' temporali di esercizio delle opzioni, disponendosi che queste ultime possano 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).

Per quanto concerne le condizioni di esercizio – aventi carattere di condizioni sospensive – mentre l'obiettivo dell'EBITDA di Gruppo è rimasto invariato, quello collegato alla *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento è stato per la prima volta 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. Tale modifica è stata adottata per rendere coerente il rendimento effettivo che il titolo Enel è in grado di attribuire ai propri azionisti, in termini anche di distribuzione di dividendi, rispetto al rendimento effettivo ricavabile, negli stessi termini, dagli altri titoli di riferimento.

Sviluppo del Piano 2004

In concreto il Piano di *stock option* relativo all'anno 2004 ha determinato l'assegnazione di complessive 38.527.550 opzioni in favore di 640 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 6,242 euro. In relazione a tale Piano, dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, si è potuto accertare che sono stati conseguiti ambedue gli

obiettivi, concernenti il superamento dell'EBITDA di Gruppo nel corso dell'anno di assegnazione delle opzioni e la *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento indicato nel regolamento attuativo del Piano; si segnala a tale ultimo riguardo che il periodo di rilevazione dell'andamento sia dell'azione Enel sia dell'indice di riferimento – periodo destinato a scadere per previsione regolamentare il 31 dicembre 2004 – è stato prolungato dal Consiglio di Amministrazione al 25 marzo 2005, al fine di garantire condizioni di normalità per una valutazione oggettiva del raggiungimento di tale obiettivo; ciò in considerazione dell'operazione di collocamento di azioni Enel tramite offerta globale effettuata da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze nel mese di ottobre 2004, di per sé estranea alla gestione di Enel e suscettibile di determinare, per la sua straordinaria e rilevante portata, riflessi distorsivi sull'andamento del titolo.
Risultano pertanto essersi verificati i presupposti per l'esercitabilità di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2004. Si segnala che delle indicate 38.527.550 opzioni assegnate e divenute esercitabili sono decadute per cessazione anticipata dal servizio dei relativi assegnatari (i) 1.625.500 opzioni nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse e la fine del 2005 e (ii) 334.300 opzioni nel corso del 2006.

Aumento del capitale sociale a servizio del Piano 2004

Nel mese di marzo 2005 il Consiglio di Amministrazione, esercitando interamente la delega assembleare del maggio 2004, ha quindi deliberato un aumento scindibile e a pagamento del capitale sociale (comportante una potenziale diluizione massima del capitale medesimo *pro tempore* pari a circa lo 0,6%) al servizio delle opzioni assegnate con il Piano 2004. Tale aumento, deliberato per un importo massimo di 38.527.550 euro e sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2009, risulta al servizio di tutte le opzioni assegnate con il Piano 2004 (in quanto divenute esercitabili), caratterizzate da un prezzo di sottoscrizione pari a 6,242 euro.
In esecuzione di tale deliberazione consiliare risultano essere state emesse e sottoscritte, nel corso del 2006, 6.079.571 azioni ordinarie a servizio dell'intervenuto esercizio di altrettante *stock option* del Piano 2004. Esse si aggiungono alle 12.392.982 azioni ordinarie emesse e sottoscritte a servizio di altrettante *stock option* del Piano 2004 esercitate nel corso del 2005.

Piano 2006

Nel maggio 2006 l'assemblea straordinaria di Enel ha dato avvio a un nuovo piano di azionariato, deliberando di conferire al Consiglio di Amministrazione una nuova delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di 31.790.000 euro (e, quindi, per un importo pari a circa lo 0,5% dell'ammontare del capitale stesso *pro tempore*), dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe del maggio 2001, del maggio 2003 e del maggio 2004 e destinata a servizio del Piano di *stock option*

relativo all'anno 2006, quale approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria (in base alle nuove disposizioni introdotte nel Testo Unico della Finanza da parte della legge sulla tutela del risparmio).

Il Piano 2006 – tra i cui destinatari figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – risulta ispirato a logiche analoghe a quelle dei Piani 2002, 2003 e 2004, caratterizzandosi rispetto a essi per una ancora più marcata coerenza rispetto alla *best practice* internazionale; ciò grazie alla fissazione di obiettivi di *performance* di durata pluriennale (anziché annuale), allo scopo di tendere a un consolidamento dei risultati e a un'accentuazione delle caratteristiche di medio periodo che si intendono attribuire allo strumento in questione.

Il Piano 2006 mutua in larga parte le disposizioni del regolamento attuativo del Piano 2004, discostandosene solo per i profili di seguito evidenziati.

La differenza più rilevante riguarda la indicata durata pluriennale delle condizioni di esercizio delle opzioni, che conservano natura di condizioni sospensive e rimangono legate ai medesimi obiettivi gestionali (EBITDA di Gruppo) e di mercato (*performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento) dei Piani precedenti, con l'intento di assicurare in tal modo una piena convergenza tra gli interessi degli azionisti e quelli del *management*.

Il Piano 2006 prevede, in particolare, che una prima quota pari al 25% delle opzioni assegnate divenga esercitabile a condizione che nel biennio 2006-2007 vengano congiuntamente raggiunti gli obiettivi sopra indicati, mentre l'esercitabilità del residuo 75% delle opzioni assegnate è subordinata al conseguimento di entrambi i medesimi obiettivi nel corso del triennio 2006-2008. In caso di mancato conseguimento di uno ovvero di entrambi gli obiettivi durante il biennio 2006-2007, è 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 2006-2008.

Si prevede inoltre che le opzioni assegnate – una volta realizzatesi le condizioni di esercizio – possano 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.

Sviluppo del Piano 2006

In concreto il Piano di *stock option* relativo all'anno 2006 ha determinato l'assegnazione di complessive 31.790.000 opzioni in favore di 461 dirigenti del Gruppo, caratterizzate da uno *strike price* pari a 6,842 euro.

Si segnala che delle indicate 31.790.000 opzioni assegnate ne sono decadute 286.000 per cessazione anticipata dal servizio dei relativi assegnatari nel periodo

compreso tra la data di assegnazione delle opzioni stesse (avvenuta nel mese di agosto 2006) e la fine del 2006.
Le verifiche di competenza del Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio del Piano 2006 sono previste in occasione dell'approvazione dei progetti di bilancio relativi agli esercizi 2007 (quanto al 25% delle opzioni assegnate) e 2008 (quanto al 75% delle opzioni 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, i destinatari dei piani di *stock option* hanno diritto a percepire, dal 2004, 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 Enel di appartenenza del destinatario e risulta assoggettato all'ordinaria imposizione fiscale, quale reddito da lavoro dipendente.
In base a tale disciplina, il Consiglio di Amministrazione ha finora determinato: (i) un *bonus* pari a 0,08 euro per opzione esercitata, in relazione al dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2003) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 giugno 2004; (ii) un *bonus* pari a 0,33 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 25 novembre 2004;

(iii) un *bonus* pari a 0,02 euro per opzione esercitata, in relazione al saldo del dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 23 giugno 2005; (iv) un *bonus* pari a 0,19 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2005) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2005.

Si fa presente che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi al 31 dicembre 2006 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i vari piani è pari all'1,83% e che l'ulteriore sviluppo dei piani stessi è suscettibile, in teoria, di elevare tale diluizione fino a un livello massimo del 2,66%.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione dei piani di *stock option* sopra descritti nel corso dell'esercizio 2006.

	Piano 2002 (anno di scadenza: 2007)			**Piano 2003** (anno di scadenza: 2008)			**Piano 2004** (anno di scadenza: 2009)			**Piano 2006** (anno di scadenza: 2012)		
Opzioni	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro) (1)	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro) (1)	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro) (1)	Numero di opzioni	Prezzo di esercizio (euro)	Prezzo di mercato (euro) (1)
Opzioni esistenti al 1° gennaio 2006	2.074.350	6,426	6,687	13.835.087	5,240	6,687	24.509.068	6,242	6,687	-	-	-
Nuove opzioni assegnate nell'esercizio 2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.790.000	6,842	6,990
Opzioni esercitate nell'esercizio 2006	1.319.050	6,426	7,433	11.726.012	5,240	7,138	6.079.571	6,242	7,293	-	-	-
Opzioni decadute nell'esercizio 2006	-	-	-	60.290	5,240	7,083	334.300	6,242	7,187	286.000	6,842	7,281
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2006	755.300	6,426	7,815	2.048.785	5,240	7,815	18.095.197	6,242	7,815	31.504.000	6,842	7,815
> di cui esercitabili al 31 dicembre 2006	*755.300*	*6,426*	*7,815*	*2.048.785*	*5,240*	*7,815*	*3.672.711*	*6,242*	*7,815*	-	-	-

(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*.

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 con gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	2006	**al 31.12.2006**	**2005**	**al 31.12.2005**
Valori Enel SpA	3.347	14.600	2.696	15.025
> Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	64	(18.010)	236	(17.311)
> Patrimonio netto e risultato d'esercizio (determinati in base a princípi omogenei) delle imprese e Gruppi consolidati e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto, al netto delle quote di competenza degli azionisti terzi	2.733	21.905	2.522	21.219
> Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	27	983	-	(277)
> Dividendi infragruppo	(3.084)	-	(1.610)	-
> Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(51)	(1.018)	51	401
TOTALE GRUPPO	3.036	18.460	3.895	19.057
TOTALE TERZI	65	565	237	359
BILANCIO CONSOLIDATO	**3.101**	**19.025**	**4.132**	**19.416**

PAGINA BIANCA

Prospetti contabili consolidati

PAGINA BIANCA

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2006		2005	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	6.a	37.497	9.795	32.370	9.364
Altri ricavi	6.b	1.016	7	1.417	1
	[Subtotale]	**38.513**	**9.802**	**33.787**	**9.365**
Provento da scambio azionario	7	263		-	
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	8.a	23.469	14.620	20.633	13.762
Servizi	8.b	3.477	1.285	3.057	1.338
Costo del personale	8.c	3.210		2.762	
Ammortamenti e perdite di valore	8.d	2.463		2.207	
Altri costi operativi	8.e	713	45	911	27
Costi per lavori interni capitalizzati	8.f	(989)		(1.049)	
	[Subtotale]	**32.343**	**15.950**	**28.521**	**15.127**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	9	**(614)**	**(519)**	**272**	**289**
Risultato operativo		**5.819**		**5.538**	
Proventi finanziari	10	513	14	230	6
Oneri finanziari	10	1.160		944	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	11	(4)		(30)	
Risultato prima delle imposte		**5.168**		**4.794**	
Imposte	12	2.067		1.934	
Risultato delle *continuing operations*		**3.101**		**2.860**	
Risultato delle *discontinued operations*	13			**1.272**	**693**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**3.101**		**4.132**	
Quota di pertinenza di terzi		65		237	
Quota di pertinenza del Gruppo		3.036		3.895	
Risultato per azione (euro)		*0,50*		*0,67*	
Risultato diluito per azione (euro) [1]		*0,50*		*0,67*	
Risultato delle continuing operations *per azione*		*0,50*		*0,46*	
Risultato diluito delle continuing operations *per azione* [1]		*0,50*		*0,46*	
Risultato delle discontinued operations *per azione*		-		*0,21*	
Risultato diluito delle discontinued operations *per azione* [1]		-		*0,21*	

(1) Calcolato sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio (6.169.511.965 nel 2006 e 6.142.108.113 nel 2005) rettificata con l'effetto diluitivo delle *stock option* in essere nell'esercizio (65 milioni nel 2006, 29 milioni nel 2005).
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

Milioni di euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2006**		**al 31.12.2005**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	14	34.846		30.188	
Attività immateriali	15	2.982		2.182	
Attività per imposte anticipate	16	1.554		1.778	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	17	56		1.797	
Attività finanziarie non correnti	18	1.494		836	
Altre attività non correnti	19	568		975	
	[Totale]	**41.500**		**37.756**	
Attività correnti					
Rimanenze	20	1.209		884	
Crediti commerciali	21	7.958	1.935	8.316	2.756
Crediti tributari	22	431		789	
Attività finanziarie correnti	23	402	10	569	3
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	24	547		476	
Altre attività correnti	25	2.453	182	1.712	
	[Totale]	**13.000**		**12.746**	
TOTALE ATTIVITÀ		**54.500**		**50.502**	

Milioni di euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2006**		**al 31.12.2005**	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto del Gruppo	26				
Capitale sociale		6.176		6.157	
Altre riserve		4.549		4.251	
Utili e perdite accumulati		5.934		5.923	
Risultato dell'esercizio (1)		1.801		2.726	
	[Totale]	**18.460**		**19.057**	
Patrimonio netto di terzi		**565**		**359**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**19.025**		**19.416**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	27	12.194		10.967	
TFR e altri benefici ai dipendenti	28	2.633		2.662	
Fondi rischi e oneri	29	4.151		1.267	
Passività per imposte differite	30	2.504		2.464	
Passività finanziarie non correnti	31	116		262	
Altre passività non correnti	32	1.044		846	
	[Totale]	**22.642**		**18.468**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	33	1.086		1.361	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	27	323		935	
Debiti commerciali	34	6.188	3.064	6.610	3.799
Debiti per imposte sul reddito		189		28	
Passività finanziarie correnti	35	941		294	
Altre passività correnti	36	4.106	303	3.390	
	[Totale]	12.833		**12.618**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**54.500**		**50.502**	

(1) Il risultato dell'esercizio è al netto degli acconti sul dividendo dell'esercizio 2006 pari a 1.235 milioni di euro e dell'esercizio 2005 pari a 1.169 milioni di euro.

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2006		2005	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Risultato d'esercizio del Gruppo e di terzi		3.101		**4.132**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali	15	193		308	
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti	14	2.160		2.561	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)		(87)		22	
Accantonamenti ai fondi		820		781	
(Proventi)/Oneri finanziari		515		808	
Imposte sul reddito	12	2.067		2.147	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(407)		(1.295)	
Cash flow *da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto*		*8.362*		*9.464*	
Incremento/(Decremento) fondi		(749)		(814)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		(109)		125	1
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali		449	531	(1.919)	(1.365)
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		776	118	250	(8)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali		(497)	(542)	1.265	1.182
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		312	14	202	6
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(847)		(1.065)	
Imposte pagate		(941)		(1.815)	
***Cash flow* da attività operativa (a)**		**6.756**		**5.693**	
> *di cui* discontinued operations				*730*	
Investimenti in attività materiali non correnti	14	(2.759)		(3.037)	
Investimenti in attività immateriali	15	(204)		(220)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti		(1.082)		(524)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		1.518		4.652	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		153		221	
***Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento (b)**		**(2.374)**		**1.092**	
> *di cui* discontinued operations				*(439)*	
Nuove emissioni di debiti finanziari	27	1.524		1.759	
Rimborsi e altre variazioni di debiti finanziari		(1.995)	(7)	(5.283)	12
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	26	(3.959)		(3.472)	
Aumento di capitale e riserve per esercizio *stock option*	26	108		339	
Aumenti in c/capitale versati da terzi		-		3	
***Cash flow* da attività di finanziamento (c)**		**(4.322)**		**(6.654)**	
> *di cui* discontinued operations				*(11)*	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		**4**		**14**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		**64**		**145**	
> *di cui* discontinued operations				*280*	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio		508		363	
> *di cui* discontinued operations				*133*	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio		572 (1)		508	
> *di cui* discontinued operations (2)				-	

(1) Di cui titoli a breve pari a 25 milioni di euro al 31 dicembre 2006.

(2) Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti relativi alle *discontinued operations*, in essere al momento della loro cessione e pari a 413 milioni di euro, sono stati considerati a riduzione della plusvalenza da cessione inclusa nel *cash flow* da attività di dismissione.

Prospetto consolidato degli utili e delle perdite rilevati nell'esercizio

Milioni di euro	Note		
		2006	**2005**
Quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari		123	102
Variazione di *fair value* degli investimenti finanziari destinati alla vendita		45	132
Differenze di cambio		66	32
Risultato dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto	26	**234**	**266**
Risultato dell'esercizio rilevato a Conto economico		**3.101**	**4.132**
Totale utili e perdite rilevati nell'esercizio		**3.335**	**4.398**
Quota di pertinenza:			
> del Gruppo		3.238	4.164
> di terzi		97	234

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 2006 comprende i bilanci della Società e delle sue controllate ("il Gruppo") e la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e imprese a controllo congiunto.
L'elenco delle società controllate incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.
La pubblicazione del presente Bilancio consolidato è stato autorizzato dagli Amministratori in data 27 marzo 2007.

Conformità agli IFRS/IAS

Il presente bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS o *International Financial Reporting Standards* - IFRS) e alle relative interpretazioni dell'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dello *Standing Interpretations Committee* (SIC) omologati dall'Unione Europea alla suddetta data (di seguito, complessivamente, anche "IFRS-EU"), nonché ai provvedimenti emanati in attuazione al comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo 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 dei proventi e degli oneri 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 possedute per la 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.

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 delle passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno potrebbero pertanto differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione interessi sia l'esercizio corrente sia esercizi futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi esercizi futuri.
Si ritiene che alcuni princípi contabili sono particolarmente significativi ai fini della comprensione del bilancio; a tale scopo, di seguito, sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso delle predette stime contabili, nonché le principali assunzioni chiave utilizzate dal *management* nel processo di valutazione delle predette voci di bilancio, nel rispetto dei sopra richiamati princípi 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 al dettaglio o all'ingrosso 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.

Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo gode di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefíci post-pensionamento.

I calcoli delle spese e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri.

Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.

Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.

Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non correnti

Il valore contabile delle attività non correnti detenute (ivi compreso l'avviamento e le altre attività immateriali) e delle attività destinate alla dismissione viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica.

Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subíto una perdita durevole di valore, il valore contabile del gruppo di attività è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e cessione futura, a seconda di quanto stabilito nei più recenti piani aziendali.

Si ritiene che le stime di tali valori recuperabili siano ragionevoli; tuttavia, possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività immobilizzate è unica e richiede alla Direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

Recupero futuro di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2006 il bilancio comprende attività per imposte anticipate, connesse

alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.
La recuperabilità delle suddette imposte anticipate rivenienti da perdite fiscali riportabili a nuovo è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti all'assorbimento delle predette perdite fiscali.
La predetta valutazione 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 la totalità o una parte delle predette imposte anticipate negli esercizi futuri, la conseguente rettifica delle attività per imposte anticipate 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 possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole.
Tuttavia, 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.
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.

Fondo svalutazione crediti

Il fondo svalutazione crediti riflette le stime delle perdite connesse al portafoglio crediti del Gruppo. Sono stati effettuati accantonamenti a fronte di perdite attese su crediti, stimati in base all'esperienza passata con riferimento a crediti con analoga rischiosità creditizia, a importi insoluti correnti e storici, storni e incassi, nonché all'attento monitoraggio della qualità del portafoglio crediti e delle condizioni correnti e previste dell'economia e dei mercati di riferimento.
Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l'uso di ipotesi diverse o il cambiamento delle condizioni economiche potrebbero riflettersi in variazioni del fondo svalutazione crediti e, quindi, avere un impatto sugli utili.
Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora gli stessi interessino solo quell'esercizio.
Nel caso in cui la revisione interessi sia l'esercizio corrente sia gli esercizi futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi esercizi futuri.

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, che richiede l'apprezzamento della Direzione aziendale, è quantificata sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di smantellamento e ripristino, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti e della sensibilità politica e pubblica in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.
Successivamente l'obbligazione è incrementata 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 princípi 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 sue 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 di 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 i costi di acquisto alle attività, passività e alle passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi *fair value* 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

Le partecipazioni in società a controllo congiunto (*joint venture*), nelle quali il Gruppo Enel esercita un controllo congiunto con altre entità, 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. Nel valutare l'esistenza di controllo congiunto si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili.

Nella seguente tabella è esposta la contribuzione delle società a controllo congiunto sulle principali grandezze del presente Bilancio consolidato:

Milioni di euro	Fortuna	Enel Unión Fenosa Renovables [1]	RusEnergoSbyt
		al 31.12.2006	
Percentuale di consolidamento	49,9%	50,0%	49,5%
Attività correnti	26	52	17
Attività non correnti	154	234	-
Passività correnti	14	44	10
Passività non correnti	47	182	-
Ricavi	18	53	202
Costi	15	31	196

(1) Include le grandezze relative alle società su cui Enel Unión Fenosa Renovables esercita un controllo congiunto.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle partecipate utilizzate per la predisposizione del Bilancio consolidato sono elaborati al 31 dicembre 2006 in accordo con i princípi contabili adottati dalla Capogruppo.

Tutti i saldi e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili o perdite non realizzati derivanti da operazioni intervenute tra società del Gruppo, sono eliminati al netto del relativo effetto fiscale. Gli utili e le perdite non realizzati con società collegate e *joint venture* sono eliminati per la quota di pertinenza del Gruppo.

In entrambi i casi, le perdite non realizzate sono eliminate a eccezione del caso in cui esse siano rappresentative di 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. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al *fair value* sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.

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 gli adeguamenti effettuati 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, l'aggregazione di imprese è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche derivanti dal completamento del processo di valutazione sono rilevate entro 12 mesi dalla data di acquisizione, a partire da tale data.

In sede di prima applicazione degli IFRS-EU, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 (Aggregazioni di imprese) in modo retrospettivo alle acquisizioni effettuate antecedentemente al 1° gennaio 2004. Pertanto l'avviamento derivante da acquisizioni antecedenti alla data di transizione agli IFRS-EU è stato mantenuto al valore registrato nell'ultimo Bilancio consolidato redatto sulla base dei precedenti princípi contabili (31 dicembre 2003).

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. 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.
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".
I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati come un aumento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo sostenuto per la sostituzione di una parte di un elemento di immobili, impianti e macchinari 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.
Qualora parti significative di immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono iscritte separatamente e l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente.
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 stornato 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 annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

	Vita utile
Fabbricati civili	40 anni
Centrali idroelettriche (1)	40 anni
Centrali termoelettriche (1)	40 anni
Centrali nucleari	40 anni
Centrali geotermoelettriche	20 anni
Centrali con fonti energetiche alternative	20 anni
Linee di trasporto	40 anni
Stazioni di trasformazione	32-42 anni
Reti a media e bassa tensione di distribuzione	30-40 anni
Reti di distribuzione del gas e misuratori	25-50 anni
Impianti e reti di telecomunicazioni	5,5-20 anni
Attrezzature industriali e commerciali	4 anni

(1) A esclusione dei beni gratuitamente devolvibili che sono ammortizzati lungo il periodo di durata della concessione, se inferiore alla vita utile.

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.
Il Gruppo è concessionario del servizio di distribuzione e vendita di energia elettrica ai clienti vincolati. 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, a valori correnti, dei beni di proprietà del Gruppo asserviti alla concessione. 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.

Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alla concessione prevalentemente riferibili alle grandi derivazioni di acque e alle aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione di energia termoelettrica. La scadenza della concessione è fissata, rispettivamente, al 2029 e al 2020 (2010 per gli impianti ubicati nelle Province autonome di Trento e Bolzano). A tali date, salvo rinnovo delle concessioni, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali, dovranno essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Il Gruppo ritiene che i piani di manutenzione ordinaria garantiscano il mantenimento degli impianti in condizioni di regolare funzionamento fino alla data di scadenza delle concessioni. Gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili sono pertanto calcolati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile residua del bene.

Il Gruppo opera, inoltre, 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 ottenute da Enel per la distribuzione di gas scade al 31 dicembre 2009. Alla data di scadenza, 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 sia prevista una devoluzione gratuita dei beni al termine della concessione.

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 riconosciuti come attività del Gruppo inizialmente al loro *fair value* o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il *leasing,* inclusa l'eventuale somma da pagare 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; nel caso in cui non esista la ragionevole certezza che il Gruppo ne acquisti la proprietà al termine della locazione, essi sono ammortizzati in un periodo pari al minore fra la durata del contratto di locazione e la vita utile del bene stesso.
Le locazioni nelle quali il locatore mantiene sostanzialmente tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà dei beni sono classificate come *leasing* operativi. I costi riferiti ai *leasing* operativi sono rilevati linearmente a Conto economico lungo la durata del contratto di *leasing*.

Attività immateriali

Le *attività immateriali*, tutte aventi vita utile definita, sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dall'utilizzo delle predette attività vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.
Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso. Le attività immateriali sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità di seguito descritte.
L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente.
L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso.
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 ammortizzato e viene rettificato per eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte in nota. L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate è incluso nel valore di carico di tali società.

Perdite di valore delle attività

Le attività materiali e immateriali con vita definita 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 annualmente.
Il valore recuperabile è rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, dedotti i costi accessori alla vendita, e il valore d'uso.
Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività. Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla *cash generating unit* cui tale attività appartiene.
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.
A eccezione dell'avviamento, 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.

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.
In particolare, l'utilizzo del combustibile nucleare è rilevato sulla base dell'energia prodotta dai relativi impianti nucleari.

Strumenti finanziari

Titoli di debito

I titoli di debito per cui esiste l'intenzione e la capacità da parte della società di mantenerli sino alla scadenza sono iscritti sulla base della "data di negoziazione" e, al momento della prima iscrizione in bilancio, sono valutati al *fair value*, inclusivo dei costi accessori alla transazione stessa; successivamente sono valutati al costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo, al netto di eventuali perdite di valore.
Per i titoli valutati al *fair value* con contropartita il patrimonio netto (titoli disponibili

per la vendita), quando una riduzione di *fair value* è stata rilevata direttamente nel patrimonio netto e sussistono evidenze oggettive che i predetti titoli abbiano subíto una riduzione di valore, la perdita cumulata rilevata direttamente a patrimonio netto viene stornata e rilevata a Conto economico.
Per i titoli valutati al costo ammortizzato (finanziamenti e crediti o investimenti posseduti sino alla scadenza), l'importo della perdita è pari alla differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse effettivo originario.
I titoli di debito detenuti a scopo di negoziazione (*Held for Trading*) e designati al *fair value* a Conto economico al momento della rilevazione iniziale (*Fair Value through Profit or Loss*) sono iscritti inizialmente al *fair value* e le successive variazioni dello stesso sono rilevate a Conto economico.

Partecipazioni in altre imprese e altre attività finanziarie

Le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e *joint venture*, nonché le altre attività finanziarie sono valutate al *fair value* con imputazione di eventuali utili o perdite direttamente a patrimonio netto (se classificate come "disponibili per la vendita") o a Conto economico (se classificate come "*fair value* con imputazione a Conto economico"). Al momento della cessione delle attività classificate come "disponibili per la vendita" gli utili e le perdite cumulati sono rilasciati a Conto economico.
Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni in altre imprese sono iscritte al costo rettificato per eventuali perdite di valore, il cui effetto è riconosciuto nel Conto economico. Tali perdite di valore sono misurate come differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse di mercato di attività finanziarie simili. Tali perdite di valore non sono ripristinate.
Le altre attività classificate nell'ambito dei "finanziamenti e crediti" sono inizialmente rilevate al *fair value* rettificato dei costi di transazione e successivamente valutate al costo ammortizzato utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo, al netto di eventuali perdite di valore.
Tali riduzioni di valore cumulate, relative alle attività valutate al *fair value* con contropartita patrimonio netto, sono pari alla differenza tra il costo di acquisto (al netto di qualsiasi rimborso in conto capitale e ammortamento) e il *fair value* corrente, ridotta di qualsiasi perdita già rilevata a Conto economico, e sono stornate dal patrimonio netto per essere rilevate a Conto economico.

Crediti commerciali

I crediti commerciali sono iscritti al costo ammortizzato, al netto di eventuali perdite di valore. Le perdite di valore sono determinate sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, attualizzati sulla base del tasso di interesse effettivo originale.

I crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

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 al netto degli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Debiti commerciali

I debiti commerciali sono iscritti 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, è elevata.

La rilevazione del risultato della valutazione al *fair value* è funzione della tipologia di *hedge accounting* posta in essere.

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 degli elementi coperti (*cash flow hedge*), le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace, e successivamente imputate a Conto economico coerentemente con gli 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 che non soddisfano più le condizioni per essere qualificati come di copertura ai sensi degli IFRS-EU sono rilevate a Conto economico.

La contabilizzazione di tali strumenti è effettuata alla data di negoziazione.

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 a 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

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 lungo il periodo di maturazione dei diritti concessi, tenendo conto della migliore stima possibile del numero di opzioni che diverranno 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 renda necessario un esborso di risorse il cui ammontare sia stimabile in modo attendibile.
Qualora l'effetto sia significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione.

Quando l'ammontare viene attualizzato, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato 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 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 state portate 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 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 e incassato;

> 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 (Autorità) italiana e organismi analoghi esteri, in vigore nel corso del periodo di riferimento. In particolare, l'Autorità ha introdotto nel 2004 un meccanismo di perequazione al fine di ridurre gli effetti derivanti dallo sfasamento temporale nella definizione effettuata su base mensile dei prezzi dell'energia destinata al mercato regolamentato e applicati dall'Acquirente Unico ai distributori, rispetto alla definizione effettuata su base trimestrale dei prezzi che i distributori 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 contributi di allacciamento riferiti alla distribuzione dell'energia elettrica sono considerati 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 sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo.

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 possedute per la vendita

Le attività o gruppi di attività e passività il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita piuttosto che attraverso l'utilizzo continuativo, sono rappresentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale. Le attività classificate come destinate alla vendita sono iscritte al minore tra il valore contabile e il presunto valore di realizzo, al netto dei costi di vendita. Eventuali perdite sono rilevate direttamente nel Conto economico. I corrispondenti valori patrimoniali dell'esercizio precedente non sono riclassificati.
I risultati delle attività operative cessate (o in corso di dismissione) sono esposti separatamente nel Conto economico al netto degli effetti fiscali. I corrispondenti valori relativi all'esercizio precedente sono riclassificati ed esposti separatamente nel Conto economico, al netto degli effetti fiscali, ai fini comparativi.

2. Princípi contabili di recente emanazione

Princípi non ancora adottati o non applicabili

La Commissione Europea nel corso dell'esercizio 2006 ha omologato e pubblicato i seguenti nuovi princípi contabili, modifiche e interpretazioni a integrazione di quelli esistenti approvati e pubblicati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC).

> Emendamento allo IAS 1 "Presentazione di bilancio: informazioni relative al Capitale": tale documento richiede maggiori informazioni in relazione a obiettivi, politiche e processi nella gestione del capitale. Tale principio già recepito dalla Commissione Europea deve essere applicato a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2007 o da data successiva. L'applicazione di tale principio non comporterà nessun effetto per Enel.
> "IFRS 7 - Strumenti finanziari: informazioni integrative": tale principio ha integrato i criteri per la rilevazione, la valutazione e l'esposizione in bilancio delle attività e passività finanziarie trattate nello IAS 32 "Strumenti finanziari: esposizione in bilancio e informazioni integrative" e nello IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" e ha sostituito lo IAS 30 "Informazioni richieste nel bilancio delle banche e degli Istituti finanziari". L'IFRS 7 richiede

informazioni integrative riguardanti la significatività degli strumenti finanziari rispetto alle *performance* economiche e alla posizione finanziaria della società, nonché una descrizione degli obiettivi, delle politiche e delle procedure poste in atto dal *management* al fine di gestire i rischi connessi agli strumenti finanziari. Tale principio, già recepito dalla Commissione Europea, deve essere applicato a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2007 o da data successiva. Enel sta valutando l'impatto in termini di informativa di tale nuovo principio.

> "IFRIC 7 - Applicazione del metodo della rideterminazione secondo lo IAS 29 Informazioni contabili in economie iperinflazionate": l'interpretazione in oggetto, recepita dalla Commissione Europea, è efficace a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dal 1° marzo 2006 o data successiva. Stabilisce che l'entità deve applicare le disposizioni dello IAS 29 nell'esercizio in cui è constatata l'esistenza di iperinflazione nell'economia della sua valuta funzionale, come se l'economia fosse stata sempre iperinflazionata. L'applicazione di tale interpretazione non comporterà la rilevazione di effetti significativi.

> "IFRIC 8 - Ambito di applicazione dell'IFRS 2": l'interpretazione in oggetto definisce se l'IFRS 2 si applichi alle operazioni nelle quali l'entità non può identificare specificamente una parte o la totalità dei beni o dei servizi ricevuti. La questione affrontata nella presente interpretazione dispone che, nel caso in cui il corrispettivo identificabile ricevuto sia inferiore al *fair value* degli strumenti di capitale assegnati o delle passività sostenute, i beni/servizi non identificabili ricevuti (o che saranno ricevuti) devono essere valutati, alla data di assegnazione, in misura pari alla differenza tra il *fair value* del pagamento basato in azioni e il *fair value* dei beni/servizi ricevuti (o che saranno ricevuti). Relativamente a tale interpretazione, già recepita dalla Commissione Europea ed efficace a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dopo il 1° maggio 2006 o data successiva, Enel ritiene che la sua applicazione non comporterà impatti significativi sui propri valori di bilancio.

> "IFRIC 9 - Rivalutazione dei derivati incorporati": tale interpretazione stabilisce che la società deve valutare se i derivati incorporati siano da rilevare separatamente dal contratto primario al momento in cui diventano parte del contratto. La successiva rivalutazione delle condizioni per la rilevazione separata non è ammessa, salvo non derivi da una rivisitazione del contratto sottostante che modifichi significativamente i relativi flussi finanziari. Relativamente a tale interpretazione, già recepita dalla Commissione Europea ed efficace a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dopo il 1° giugno 2006 o data successiva, Enel ritiene che la sua applicazione non comporterà impatti significativi sui propri valori di bilancio.

Princípi di prima adozione e applicabili

> Emendamento allo IAS 19 "Benefíci per i dipendenti": le principali modifiche riguardano l'opzione per il trattamento alternativo degli utili e delle perdite attuariali. Enel, che attualmente applica la regola del *corridor*, ha deciso di non avvalersi della facoltà introdotta da tale emendamento. Tale emendamento è efficace a partire dal 1° gennaio 2006.

> Modifiche e aggiunte di alcuni paragrafi allo IAS 21 "Effetti delle variazioni dei cambi delle valute estere", applicabili a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2006 o da data successiva, che modificano la rilevazione contabile delle differenze cambio connesse a elementi monetari di una gestione estera di un'entità e integrano la definizione di investimento netto in una gestione estera. Non si rilevano impatti dall'applicazione del predetto principio contabile.

> Emendamenti allo IAS 39 e all'IFRS 4 che prevedono variazioni nel trattamento contabile delle garanzie emesse. Tali modifiche sono relative principalmente alla contabilizzazione dei "contratti finanziari di garanzia" diversi dai contratti identificati quali "contratti di assicurazione". Tale emendamento è efficace a partire dal 1° gennaio 2006 e per Enel la sua adozione non ha avuto effetti *significativi sul patrimonio netto e sul risultato di esercizio.*

> Emendamento allo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione": consente la designazione delle operazioni programmate infragruppo. Nello specifico la modifica allo IAS 39 permette, in talune circostanze, di designare, quale elemento coperto nel bilancio consolidato, un'operazione infragruppo programmata denominata in valuta estera. Tale emendamento prevede, inoltre, che, se la copertura di un'operazione infragruppo programmata rispetta i princípi dell'*hedge accounting*, gli utili e le perdite rilevate direttamente a patrimonio netto secondo le regole dello IAS 39 devono essere rilasciati a Conto economico nell'esercizio in cui il rischio di cambio dell'operazione coperta manifesta i suoi effetti sul Conto economico consolidato. L'applicazione di tale principio per Enel non ha avuto effetti.

> Emendamento allo IAS 39 "Strumenti finanziari rilevazione e valutazione": limita l'uso dell'opzione del valore equo (*fair value option*). Le modifiche riguardano le definizioni di strumenti finanziari contabilizzati al *fair value* a Conto economico, limitandone quindi l'identificazione a specifici strumenti finanziari con specifiche caratteristiche. Tale emendamento è efficace a partire dal 1° gennaio 2006 e per Enel la sua adozione non ha avuto effetti significativi sul patrimonio netto e sul risultato di esercizio.

> "IFRIC 4 - Determinare se un accordo contiene un *leasing*": l'interpretazione stabilisce le linee guida per individuare se, nella sostanza, un contratto si configuri come contratto di *leasing*, così come definito dallo IAS 17. Tale emendamento è efficace a partire dal 1° gennaio 2006. In particolare, per determinare se un accordo è, o contiene, un *leasing* l'impresa deve basarsi sulla sostanza dell'operazione e

verificare se l'accordo: (a) prevede esplicitamente o implicitamente l'utilizzo di un'attività specifica o più attività senza le quali una delle parti dell'accordo non sarebbe in grado di adempiere ai propri impegni contrattuali; (b) trasferisce il diritto a utilizzare dette attività. L'applicazione di tale principio per Enel non ha avuto effetti significativi.

> "IFRIC 5 - Diritti derivanti da interessenze in fondi per smaltimenti, ripristini e bonifiche ambientali", effettivo dal 1° gennaio 2006. Tale interpretazione definisce i criteri di rilevazione e valutazione della partecipazione a fondi costituiti al fine di finanziare le operazioni di smantellamento che presentano le seguenti caratteristiche: (a) le attività del fondo sono possedute e gestite da un'entità legale separata dall'impresa; (b) l'impresa partecipante al fondo ha un diritto limitato di accesso alle attività del fondo. Il partecipante rileva separatamente la propria obbligazione a pagare i costi di smantellamento e la propria interessenza al fondo. Quest'ultima deve essere valutata al minore tra: (a) l'importo dell'obbligazione di smantellamento rilevata; (b) l'interessenza del partecipante nel *fair value* (valore equo) delle attività nette del fondo attribuibile ai partecipanti. Le variazioni nel valore contabile del diritto a ricevere un rimborso diverso dai contributi al, e dai pagamenti dal, fondo devono essere rilevati a Conto economico nell'esercizio in cui queste variazioni si verificano. Nel caso in cui l'interessenza nel fondo sia tale da consentire di esercitare il controllo, un'influenza notevole o il controllo congiunto del fondo, l'interessenza nel fondo è rilevata, rispettivamente, come una partecipazione controllata, collegata o una *joint venture*.
L'applicazione di tale principio per Enel non ha avuto effetti.

> "IFRS 6 - Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie", applicabile a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2006 o da data successiva. Stabilisce il trattamento contabile da applicare alle attività di esplorazione e di valutazione. Le predette attività devono essere classificate come materiali o immateriali secondo la natura delle attività acquisite e coerentemente esposte in bilancio. Non si rilevano impatti dall'applicazione del predetto principio contabile.

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 contenere 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.

Le operazioni che soddisfano i requisiti imposti dai princípi contabili per il trattamento in "*hedge accounting*" sono designate "di copertura", mentre quelle che non soddisfano i requisiti richiesti dai princípi sono classificate "di *trading*".
L'inefficacia complessiva registrata a Conto economico durante gli anni 2006 e 2005 ammonta rispettivamente a 1,1 milioni di euro e a 0,9 milioni di euro.
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) attualizzando 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. Relativamente ai "Contratti per differenza (CFD)", la valutazione è effettuata tramite un apposito modello che, sulla base dei prezzi *forward* alla data di valutazione delle *commodity* energetiche analizzate, stima l'evoluzione del mercato elettrico nell'esercizio di riferimento.

Le attività e passività finanziarie relative a strumenti derivati sono classificate in:
> derivati di *cash flow hedge*, relativi prevalentemente alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile e ad alcuni contratti stipulati da Enel al fine di stabilizzare i ricavi derivanti dalla vendita di energia sulla Borsa dell'energia elettrica (c.d. "Contratti per differenza (CFD) a due vie");
> derivati di *trading*, relativi alla copertura del rischio tasso, cambio e *commodity* che non presentano i requisiti formali richiesti dallo IAS 39 per essere contabilizzati quali operazioni di copertura di specifiche attività, passività, impegni o transazioni future.

Le tecniche di valutazione relative ai derivati in essere alla fine dell'esercizio non sono variate rispetto a quelle adottate nell'esercizio precedente. Pertanto, gli effetti a Conto economico e a patrimonio netto di dette valutazioni sono essenzialmente riconducibili alle normali dinamiche di mercato.

Il valore nozionale di un derivato è l'importo contrattuale in base al quale sono scambiati i differenziali; tale ammontare 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

Con l'obiettivo di ridurre l'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di ridurre il costo della provvista, vengono utilizzate varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap*, *interest rate collar* e *swaption*, così come evidenziato nella seguente tabella:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Interest rate swap	5.132	4.866
Interest rate collar	45	62
Swaption	-	69
Totale	**5.177**	**4.997**

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.

Gli *interest rate collar* sono utilizzati 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 degli *interest rate collar* 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.

Una *swaption* conferisce al detentore il diritto di entrare in un *interest rate swap* a una data futura negoziata e con caratteristiche predefinite. Enel normalmente acquista il diritto di pagare un tasso fisso o vende il diritto di ricevere un tasso fisso in caso di esercizio dell'opzione, allo scopo di entrare comunque, in caso di esercizio dell'opzione, in uno *swap* pagando un tasso fisso più basso di quello corrente di mercato.

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, alle date del 31 dicembre 2006 e del 31 dicembre 2005, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		*Fair value asset*		*Fair value liability*	
	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Derivati *cash flow hedge*:								
Interest rate swap	4.823	4.196	(79)	(261)	37	11	(116)	(272)
Interest rate collar	3	62	-	-	-	-	-	-
Swaption	-	69	-	-	-	-	-	-
Derivati di *trading*:								
Interest rate swap	309	670	(26)	(54)	-	1	(26)	(55)
Interest rate collar	42	-	-	-	-	-	-	-
Totale *interest rate swap*	5.132	4.866	(105)	(315)	37	12	(142)	(327)
Totale *interest rate collar*	45	62	-	-	-	-	-	-
Totale *swaption*	-	69	-	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE	5.177	4.997	(105)	(315)	37	12	(142)	(327)

Nella successiva tabella sono indicati i proventi/(oneri) finanziari netti attesi nei prossimi anni relativi a tali derivati, nonché il relativo ammontare atteso risultante da un incremento e da un decremento del 10% dei tassi di interesse di mercato. Le variazioni effettive dei tassi di interesse di mercato possono differire dalle variazioni ipotizzate.

Proventi/(Oneri) finanziari netti attesi su derivati su tasso di interesse di *cash flow hedge*

Milioni di euro

	2007	2008	2009	2010	2011	Oltre
Tassi correnti diminuiti del 10%	(28)	(49)	(17)	(16)	(15)	(66)
Tassi correnti al 31.12.2006	(18)	(35)	(5)	(5)	(5)	(28)
Tassi correnti aumentati del 10%	(8)	(20)	7	6	5	11

Il valore di mercato dei derivati su tassi di interesse di *trading*, al 31 dicembre 2006, risulta negativo per 26 milioni di euro (negativo per 54 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Nella seguente tabella sono indicati gli oneri finanziari netti attesi nei prossimi anni relativi a tali derivati, nonché le variazioni attese di tali oneri risultanti da un incremento e da un decremento del 10% dei tassi di interesse di mercato.

Proventi/(Oneri) finanziari netti attesi su derivati su tasso di interesse di *trading*

Milioni di euro

	2007	2008	2009	2010	2011	Oltre
Tassi correnti diminuiti del 10%	(7)	(6)	(6)	(3)	(3)	(10)
Tassi correnti al 31.12.2006	(6)	(5)	(5)	(3)	(2)	(9)
Tassi correnti aumentati del 10%	(5)	(4)	(4)	(2)	(2)	(7)

Rischio tasso di cambio

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in divisa estera, Enel utilizza contratti *forward* e opzioni in valuta allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute diverse dall'euro. I pagamenti in divisa estera sono denominati principalmente in dollari e in franchi svizzeri. 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.

Al 31 dicembre 2006 risultano in essere contratti *forward* e opzioni per un ammontare complessivo di 1.574 milioni di euro (1.871 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2006	**al 31.12.2005**
Contratti *forward* a copertura del rischio cambio *commodity*	875	1.357
Contratti *forward* a copertura delle *commercial paper*	377	35
Contratti *forward* a copertura di flussi futuri	192	212
Altri contratti *forward*	50	194
Opzioni	80	73
Totale	**1.574**	**1.871**

In particolare si evidenziano:

> contratti con un ammontare nozionale di 1.067 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 (1.569 milioni di euro al 31 dicembre 2005);

> contratti con un ammontare nozionale di 377 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato ai rimborsi delle *commercial paper* emesse in valute diverse dall'euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

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 dell'euro 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 2006 risultano in essere 50 milioni di euro di contratti *forward* (194 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e 80 milioni di euro di opzioni (73 milioni di euro al 31 dicembre 2005), non direttamente connessi a singole esposizioni al rischio di cambio.

Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2006 e del 31 dicembre 2005, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		*Fair value asset*		*Fair value liability*	
	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Derivati *cash flow hedge*:								
> *forward*	26	21	-	-	-	-	-	-
Derivati di *trading*:								
> *forward*	1.468	1.777	(22)	(6)	2	9	(24)	(15)
> *option*	80	73	-	-	-	-	-	-
Totale *forward*	1.494	1.798	(22)	(6)	2	9	(24)	(15)
Totale *option*	80	73	-	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	**1.574**	**1.871**	**(22)**	**(6)**	**2**	**9**	**(24)**	**(15)**

Il valore di mercato complessivo dei derivati su tasso di cambio di *trading*, al 31 dicembre 2006, risulta negativo per 22 milioni di euro (negativo per 6 milioni di euro al 31 dicembre 2005).
Nella seguente tabella sono indicati i proventi/(oneri) finanziari netti attesi nei prossimi anni relativi a tali derivati, nonché il loro ammontare atteso risultante da un apprezzamento e da un deprezzamento del 10% dell'euro nei confronti delle altre valute rilevanti.

Proventi/(Oneri) finanziari netti attesi su derivati su tassi di cambio di *trading*

Milioni di euro

	2007	2008	2009	2010	2011	Oltre
Deprezzamento dell'euro del 10%	110	-	-	-	-	-
Tassi di cambio correnti al 31.12.2006	(23)	-	-	-	-	-
Apprezzamento dell'euro del 10%	(130)	-	-	-	-	-

Rischio prezzo *commodity*

Enel utilizza, con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche, varie tipologie di contratti derivati e in particolare *swap* e *future*.
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. Per tali contratti non è previsto un premio fisso.
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.

Enel ha stipulato, già a fine 2004, anche "Contratti per differenza a una via" con l'Acquirente Unico il cui meccanismo di funzionamento prevede che Enel corrisponda la differenza, qualora positiva, tra il PUN e il prezzo *strike*. Per tali contratti l'Acquirente Unico corrisponde a Enel un premio fisso pari all'importo aggiudicato all'asta per il prodotto di riferimento.

Nella tabella seguente viene fornito il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2005.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		*Fair value asset*		*Fair value liability*	
	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Derivati *cash flow hedge*:								
> "Contratti per differenza a due vie"	1.034	1.372	48	57	48	57	-	-
Derivati di *trading*:								
> "Contratti per differenza a una via"	3.219	6.266	(123)	43	-	43	(123)	-
> *swap* su *commodity* petrolifere	581	613	(7)	(13)	9	11	(16)	(24)
> *future* su *commodity* petrolifere	252	291	(2)	16	2	17	(4)	(1)
> *swap* su gas *transmission fee*	16	18	(8)	(12)	-	-	(8)	(12)
> altri derivati su energia	57	107	(6)	(1)	1	397	(7)	(398)
> derivati impliciti	1.012	-	(482)	-	58	-	(540)	-
> opzioni su altre *commodity*	-	9	-	2	-	2	-	-
TOTALE DERIVATI SU *COMMODITY*	**6.171**	**8.676**	**(580)**	**92**	**118**	**527**	**(698)**	**(435)**

I "Contratti per differenza a due vie" classificati di *cash flow hedge* registrano un valore di mercato positivo per 48 milioni di euro al 31 dicembre 2006 (positivo per 57 milioni di euro al 31 dicembre 2005).
Nella successiva tabella è indicato il *fair value* che tali CFD a due vie assumerebbero nel caso di un incremento e di un decremento del 10% dei prezzi delle *commodity* energetiche sottostanti il modello di valutazione dei prezzi dell'energia del mercato Italia. I CFD a due vie si riferiscono a posizioni fisiche di energia sottostante e, quindi, a ogni variazione negativa (positiva) del *fair value* dello strumento derivato corrisponde una variazione positiva (negativa) del *fair value* dell'energia sottostante, pertanto l'impatto a Conto economico è pari a zero.

Fair value* CFD a due vie di *cash flow hedge

Milioni di euro

	2007
Decremento del 10%	111
Scenario al 31.12.2006	48
Incremento del 10%	(14)

I derivati su *commodity* energetiche classificati di *trading* presentano un valore di mercato netto negativo per 17 milioni di euro (positivo per 11 milioni di euro, negativo per 28 milioni di euro). Al 31 dicembre 2005 il *fair value* complessivo era negativo per 9 milioni di euro.
Nella successiva tabella è indicato il *fair value* che tali derivati assumerebbero nel caso di un incremento e di un decremento del 10% delle quotazioni dei fattori di rischio sottostanti.
In particolare, nella colonna "*Commodity*" è indicata la variazione relativa ai derivati il cui *fair value* dipende dal prezzo delle *commodity* energetiche, mentre nella colonna "Tasso *swap* 10 anni" è indicata la variazione relativa a un contratto derivato sul gas il cui *fair value* dipende dall'*Interest Rate Swap* (IRS) a 10 anni.

Fair value* derivati su *commodity* energetiche di *trading

Milioni di euro	*Commodity*	Tasso *swap* 10 anni	Totale 2007
Decremento del 10%	(19)	(8)	(27)
Scenario al 31.12.2006	(9)	(8)	(17)
Incremento del 10%	1	(8)	(7)

I "Contratti per differenza a una via" classificati di *trading* presentano un valore di mercato complessivo al 31 dicembre 2006 negativo per 123 milioni di euro (positivo per 43 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Nella successiva tabella è indicato il *fair value* per tali CFD a una via, nonché il suo valore conseguente a un incremento e a un decremento del 10% dei prezzi delle *commodity* energetiche sottostanti il modello di valutazione dei prezzi dell'energia del mercato Italia.

Fair value* CFD a una via di *trading

Milioni di euro

	2007
Decremento del 10%	(80)
Scenario al 31.12.2006	(123)
Incremento del 10%	(167)

I derivati su energia classificati di *trading* presentano al 31 dicembre 2006 un valore di mercato complessivo negativo per 6 milioni di euro (negativo per 1 milione di euro al 31 dicembre 2005).

Nella successiva tabella sono indicati il *fair value* al 31 dicembre 2006, nonché le variazioni che tale *fair value* assumerebbe nel caso di un incremento e di un decremento del 10% dello scenario prezzi.

In particolare, per i derivati su energia Italia le variazioni sono calcolate (analogamente a quanto sopra esposto per i CFD) con riferimento ai prezzi delle *commodity* energetiche sottostanti il modello di valutazione dei prezzi dell'energia sulla Borsa dell'energia elettrica.

Per i derivati energia sui mercati esteri, per i quali sono disponibili quotazioni a termine, le variazioni sono calcolate sulle quotazioni dell'energia stessa.

Fair value* derivati su energia di *trading

Milioni di euro	Italia	Estero	Totale 2007
Decremento del 10%	(7)	(3)	(10)
Scenario al 31.12.2006	(3)	(3)	(6)
Incremento del 10%	-	(4)	(4)

I derivati impliciti sono relativi a contratti di acquisto e vendita di energia stipulati da Slovenské elektrárne in Slovacchia. Il valore di mercato complessivo al 31 dicembre 2006 risulta negativo per 482 milioni di euro, di cui:

a) 58 milioni di euro positivi relativi a un derivato implicito il cui *fair value* dipende dall'inflazione USA, dal prezzo dell'alluminio sul London Metal Exchange e dal tasso di cambio corona slovacca (SKK)/dollaro statunitense (USD);
b) 304 milioni di euro negativi relativi a un derivato implicito sul tasso di cambio SKK/USD;
c) 236 milioni di euro negativi relativi a un derivato sul prezzo del gas.

Nelle successive tabelle sono indicati il *fair value* al 31 dicembre 2006, nonché il suo ammontare atteso conseguente a un incremento e a un decremento del 10% dei fattori di rischio sottostanti.

***Fair value* derivato implicito a)**

Milioni di euro	Inflazione USA	Prezzo *spot* alluminio	Cambio SKK/USD
Decremento del 10%	52	32	53
Scenario al 31.12.2006	58	58	58
Incremento del 10%	57	82	64

***Fair value* derivato implicito b)**

Milioni di euro	Cambio SKK/USD
Decremento del 10%	(333)
Scenario al 31.12.2006	(304)
Incremento del 10%	(275)

***Fair value* derivato implicito c)**

Milioni di euro	Prezzo gas
Decremento del 10%	(233)
Scenario al 31.12.2006	(236)
Incremento del 10%	(240)

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.

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 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.

Al 31 dicembre 2006 Enel aveva a disposizione linee di credito *committed* per 5,6 miliardi di euro, utilizzate per 0,6 miliardi di euro, e linee di credito *uncommitted* per 3,8 miliardi di euro, utilizzate per 0,5 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 3,5 miliardi di euro circa disponibili alla data del 31 dicembre 2006.

4. Principali variazioni area di consolidamento

Rispetto all'esercizio 2005 l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

> acquisizione delle partecipazioni di controllo di Electrica Banat ed Electrica Dobrogea (ora Enel Electrica Banat ed Enel Electrica Dobrogea), società operanti nella distribuzione e vendita di energia elettrica in Romania, in data 28 aprile 2005. Pertanto, i dati economici del 2005 risentono del consolidamento di tali società per soli 8 mesi;

> cessione del 100% del capitale di Wind, di cui il 62,75% ceduto in data 11 agosto 2005 e il 6,28% ceduto in data 8 febbraio 2006. Il residuo 30,97% del capitale di Wind è stato conferito, sempre in data 8 febbraio 2006, in Weather Investments contro il 20,9% del capitale di quest'ultima;

> cessione del 43,85% del capitale di Terna avvenuta in due *tranche* (per il 13,86% in data 5 aprile 2005 e per il 29,99% in data 15 settembre 2005) e suo deconsolidamento a decorrere dal 15 settembre 2005;

> cessione in data 30 maggio 2006 del 30% del capitale di Enel Unión Fenosa Renovables. A seguito di tale cessione la partecipazione nella società è pari al 50% del suo capitale. A partire da tale data, la società è consolidata con il metodo proporzionale in quanto Enel esercita sulla stessa un controllo congiunto con soci terzi;

> acquisizione del 66% del capitale di Slovenské elektrárne, società operante nella generazione e vendita di energia elettrica in Slovacchia, avvenuta in data 28 aprile 2006;

> acquisizione del restante 40% del capitale di Maritza East III Power Holding avvenuta in data 14 giugno 2006. A seguito di tale operazione il Gruppo detiene il 73% del capitale di Enel Maritza East 3 (già Maritza East III Power Company), società di generazione operante in Bulgaria;
> acquisizione, in data 14 giugno 2006, del 100% del capitale di Maritza O&M Holding Netherlands, società di partecipazioni che detiene il 73% del capitale di Enel Operations Bulgaria (già Maritza East 3 Operating Company), società cui è affidata la manutenzione della centrale di Maritza East III;
> acquisizione, in data 21 giugno 2006, del 49,5% di Res Holdings che detiene il 100% della società russa RusEnergoSbyt (*trading* e vendita di energia). Enel esercita sulla stessa un controllo congiunto con soci terzi, conseguentemente, la società viene consolidata con il metodo proporzionale;
> acquisizione in data 13 luglio 2006 del 100% di Erelis, società operante nello sviluppo di impianti eolici in Francia;
> acquisizione in data 1° agosto 2006 del 100% di Hydro Quebec Latin America (ora Enel Panama) che congiuntamente al *partner* Globeleq (un fondo di *private equity*) esercita il controllo di fatto di Fortuna, società di generazione idroelettrica panamense. Conseguentemente, Fortuna viene consolidata con il metodo proporzionale;
> acquisizione in data 6 ottobre 2006, attraverso Enel Brasil Partecipações, società controllata da Enel Latin America, del 100% del capitale di dieci società del Gruppo Rede proprietarie di 20 impianti mini-idro.

Se si escludono le cessioni di Wind e Terna (i cui risultati economici e la plusvalenza conseguita sono evidenziati nei risultati del 2005 come *discontinued operations*), gli effetti sui dati patrimoniali e finanziari delle altre variazioni dell'area di consolidamento non alterano la comparabilità dei risultati nei due esercizi; i conseguenti principali effetti sono evidenziati nel commento delle relative aree di attività.
Si evidenzia che le modifiche apportate alla classificazione di alcune transazioni rilevate a Conto economico nel 2006, essenzialmente relative alla gestione del rischio *commodity*, hanno dato luogo a coerenti riclassifiche dei dati comparativi dell'esercizio precedente.

In merito all'acquisizione di Slovenské elektrárne, avvenuta in data 28 aprile 2006, l'allocazione del costo della partecipazione al valore corrente delle attività acquisite e delle passività assunte è stato completato entro la fine dell'esercizio 2006; pertanto, l'avviamento iscritto in via residuale è da ritenersi definitivo.

Nelle tabelle seguenti è esposta la determinazione di tale avviamento e la situazione contabile della società alla data di acquisizione.

Determinazione avviamento Slovenské elektrárne

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	(1.196)
Rettifiche per valutazione al fair value:	
> attività materiali	1.943
> passività per imposte differite nette	(373)
> passività finanziarie	29
> fondi diversi	(22)
> altri	48
Totale rettifiche	1.625
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	**429**
Percentuale di possesso Enel (66%)	283
Valore dell'operazione [1]	844
> di cui attività finanziarie non correnti 2005	*(168)*
Avviamento	**561**

(1) Inclusi oneri accessori.

Situazione contabile Slovenské elektrárne alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 28 aprile 2006	Rettifiche per valutazione al *fair value*	Valori rilevati al 28 aprile 2006
Attività materiali	1.928	1.943	3.871
Attività immateriali	15		15
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	330	(5)	325
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	23		23
Altre attività correnti e non	911	(397)	514
Totale attività	**3.207**	**1.541**	**4.748**
Patrimonio netto	(789)	1.072	283
Minoritari	(407)	553	146
Totale patrimonio netto	**(1.196)**	**1.625**	**429**
Debiti commerciali e altri debiti	258	-	258
Passività finanziarie e Altre passività correnti e non	1.600	(106)	1.494
Fondi diversi	2.545	22	2.567
Totale patrimonio netto e passività	**3.207**	**1.541**	**4.748**

La contribuzione di Slovenské elektrárne, quale società neo-acquisita, al risultato operativo del Gruppo è pari a 198 milioni di euro.

In merito alle altre acquisizioni avvenute nel corso dell'esercizio 2006, 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 una loro migliore attribuzione. Nella tabella successiva è esposta la determinazione di tale differenza, con evidenza dell'effetto cassa al 31 dicembre 2006.

Altre acquisizioni

Milioni di euro	
Attività materiali	279
Attività immateriali	98
Crediti commerciali e rimanenze	28
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	47
Altre attività correnti e non	16
Totale attività	**468**
Debiti commerciali	(19)
Passività finanziarie e Altre passività correnti e non	(104)
Fondi diversi e minoritari	(13)
Totale passività	**(136)**
Totale attività nette acquisite	**332**
Avviamento	158
Avviamento negativo	(30)
Valore dell'operazione (1)	**460**
EFFETTO CASSA AL 31 DICEMBRE 2006	**460**

(1) inclusi oneri accessori.

L'avviamento negativo pari a 30 milioni di euro è relativo essenzialmente all'acquisizione di un ulteriore 40% di Maritza East III Power Holding per 26 milioni di euro.

5. Dati economici e patrimoniali per area di attività

I risultati evidenziati nella presente nota tengono conto della nuova struttura organizzativa, varata a fine 2005 e operativa a partire dal 1° gennaio 2006, che ha previsto oltre alle Divisioni Mercato Italia, Generazione ed Energy Management Italia e Infrastrutture e Reti Italia, la nuova Divisione Internazionale nella quale sono state concentrate tutte le risorse dedicate alle attività svolte all'estero nel settore della produzione e della distribuzione di energia elettrica e di gas.

Ai fini della comparabilità dei valori, i dati dell'esercizio 2005 presentati nelle tabelle di seguito riportate, sono stati riattribuiti alle Divisioni di riferimento così come definite dalla nuova struttura organizzativa. I dati relativi alle Reti di Trasmissione e alle Telecomunicazioni, a seguito del deconsolidamento di Terna e Wind avvenuto nel secondo semestre del 2005, sono stati evidenziati nell'esercizio di riferimento come *discontinued operations*.

Si sottolinea che, a seguito dell'operazione di cessione del ramo "Clienti energivori" (utilizzatori finali con consumo annuo superiore a 100 milioni di kWh) da Enel Trade a Enel Energia, i valori relativi al 2005 inerenti al ramo trasferito sono stati riattribuiti ai fini comparativi dalla Divisione Generazione ed Energy Management Italia alla Divisione Mercato Italia.

Risultati per area di attività del 2006 e del 2005

Risultati 2006 (1)

	Continuing operations								
Milioni di euro	Mercato Italia	GEM Italia	Infrastr. e Reti Italia	Intern.le	Capo-gruppo	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale	**TOTALE**
Ricavi verso terzi	20.981	12.694	906	3.056	891	267	(282)	38.513	**38.513**
Ricavi intersettoriali	127	2.967	4.801	12	287	894	(9.088)	-	**-**
Totale ricavi	21.108	15.661	5.707	3.068	1.178	1.161	(9.370)	38.513	**38.513**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	4	(705)	-	91	(4)	-	-	(614)	**(614)**
Margine operativo lordo	175	3.149	3.418	918	177	179	3	8.019	**8.019**
Provento da scambio azionario	-	-	-	-	263	-	-	263	**263**
Ammortamenti	44	980	826	387	17	90	-	2.344	**2.344**
Perdite di valore	129	(28)	3	12	-	3	-	119	**119**
Risultato operativo	2	2.197	2.589	519	423	86	3	5.819	**5.819**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	(651)	**(651)**
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	2.067	**2.067**
Risultato netto (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	3.101	**3.101**
Attività operative	6.948	16.752	16.875	10.008	1.013	1.771	(3.352)	50.015	**50.015**
Passività operative	6.272	4.019	4.042	4.037	1.275	1.128	(2.884)	17.889	**17.889**
Investimenti	56	897	1.459	467	13	71	-	2.963	**2.963**

Risultati 2005 (1)

	Continuing operations								*Discontinued operations*				
Milioni di euro	Mercato Italia	GEM Italia	Infrastr. e Reti Italia	Intern.le	Capo-gruppo	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale	Reti di Trasmiss.	TLC	Elisioni e rettifiche	Totale	**TOTALE**
Ricavi verso terzi	19.155	10.648	837	1.856	886	440	(35)	33.787	711	2.604	(62)	3.253	**37.040**
Ricavi intersettoriali	332	2.347	4.695	2	232	1.301	(8.909)	-	29	144	(173)	-	**-**
Totale ricavi	19.487	12.995	5.532	1.858	1.118	1.741	(8.944)	33.787	740	2.748	(235)	3.253	**37.040**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(26)	326	-	(14)	(14)	-	-	272	-	-	-	-	**272**
Margine operativo lordo	152	3.407	3.398	485	67	315	(79)	7.745	524	903	(1)	1.426	**9.171**
Ammortamenti	25	982	769	173	14	93	-	2.056	118	695	-	813	**2.869**
Perdite di valore	115	27	1	5	-	3	-	151	-	41	-	41	**192**
Risultato operativo	12	2.398	2.628	307	53	219	(79)	5.538	406	167	(1)	572	**6.110**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	(744)	-	-	-	(240)	**(984)**
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	1.934	-	-	-	213	**2.147**
Plusvalenza da cessione di attività	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.153	**1.153**
Risultato netto (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	2.860	-	-	-	1.272	**4.132**
Attività operative	6.465	16.468	15.708	4.282	1.263	2.945	(3.280)	43.851	-	-	-	-	**43.851**
Passività operative	5.289	3.841	3.567	813	1.604	2.392	(3.137)	14.369	-	-	-	-	**14.369**
Investimenti	53	798	1.570	299	11	98	-	2.829	142	286	-	428	**3.257**

(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.

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Totale attività	54.500	50.502
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	2.107	3.203
Attività di natura fiscale	2.378	3.448
Attività di settore	50.015	43.851
> *di cui:*		
Mercato Italia	6.948	6.465
Generazione ed Energy Management Italia	16.752	16.468
Infrastrutture e Reti Italia	16.875	15.708
Internazionale	10.008	4.282
Capogruppo	1.013	1.263
Servizi e Altre attività	1.771	2.945
Elisioni e rettifiche	(3.352)	(3.280)
Totale passività	35.475	31.086
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	14.661	13.819
Passività di natura fiscale	2.925	2.898
Passività di settore	17.889	14.369
> *di cui:*		
Mercato Italia	6.272	5.289
Generazione ed Energy Management Italia	4.019	3.841
Infrastrutture e Reti Italia	4.042	3.567
Internazionale	4.037	813
Capogruppo	1.275	1.604
Servizi e Altre attività	1.128	2.392
Elisioni e rettifiche	(2.884)	(3.137)

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

6.a **Ricavi delle vendite e delle prestazioni** – *Euro 37.497 milioni*

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio	34.231	29.008	5.223
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	1.695	1.556	139
Ricavi da vendita di combustibili	413	446	(33)
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	617	656	(39)
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	138	290	(152)
Altre vendite e prestazioni	403	414	(11)
Totale	**37.497**	**32.370**	**5.127**

La variazione dell'esercizio 2006 rispetto al 2005 dei "Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio" è riferibile principalmente a un incremento dei ricavi da trasporto e vendita di energia sul mercato nazionale libero e vincolato per 1.924 milioni di euro. Tale incremento è sostanzialmente dovuto alla crescita dei prezzi unitari e dei volumi venduti sul mercato libero, nonché all'incremento dei ricavi tariffari del mercato vincolato, relativo essenzialmente alla quota destinata alla copertura dei maggiori costi di generazione. I valori dell'esercizio riflettono inoltre la crescita dei ricavi per vendite ai rivenditori per 719 milioni di euro e dei ricavi connessi alla remunerazione dei servizi di dispacciamento per 396 milioni di euro. L'incremento dei ricavi da vendita e trasporto è inoltre connesso alla crescita dei ricavi conseguiti dal Gruppo all'estero per 2.345 milioni di euro, riferibile principalmente all'attività di *trading* dell'energia per 1.022 milioni di euro e all'attività di generazione e distribuzione delle società estere, di cui 1.153 milioni di euro relativi alla variazione di perimetro intervenuta con il consolidamento di Slovenské elektrárne, RusEnergoSbyt ed Enel Panama. Tali fenomeni positivi sono in parte bilanciati da minori contributi da Cassa Conguaglio in virtù del riconoscimento, nel 2005, di un provento di 100 milioni di euro connesso al recupero degli oneri per certificati verdi sostenuti nel 2002 e nel 2003.

La crescita dei "Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali" è da attribuire essenzialmente all'aumento del prezzo del gas relativamente alla componente tariffaria correlata all'andamento del costo della materia prima.

I "Ricavi da vendita di combustibili" evidenziano un decremento di 33 milioni di euro per effetto della diminuzione delle vendite di combustibili diversi dal gas naturale, parzialmente compensata dalle maggiori vendite di gas naturale.

I "Ricavi per lavori in corso su ordinazione" si riducono di 152 milioni di euro a seguito della contrazione delle attività di ingegneria e costruzioni per clienti terzi.

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi per area geografica:

Milioni di euro

	2006	2005
Italia	32.389	30.563
Europa	4.525	1.656
America	180	117
Medio Oriente	22	27
Altre	381	7
Totale	**37.497**	**32.370**

6.b **Altri ricavi** – *Euro 1.016 milioni*

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Partite regolatorie pregresse	-	338	(338)
Rimborso *stranded cost* per gas nigeriano	154	158	(4)
Plusvalenze da cessione attività	90	131	(41)
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	22	45	(23)
Premi per continuità del servizio	194	115	79
Altri ricavi	556	630	(74)
Totale	**1.016**	**1.417**	**(401)**

Le "Partite regolatorie pregresse" relative all'esercizio 2005 accolgono i rimborsi per servizi di riserva verso il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (ora Gestore dei Servizi Elettrici) per il periodo dal 2002 al 31 marzo 2004.
Le "Plusvalenze da cessione attività" realizzate nell'esercizio 2006 si riferiscono per 85 milioni di euro alla cessione delle reti di distribuzione e vendita di alcuni Comuni della provincia di Modena.
I "Premi per continuità del servizio" del 2006, pari a 194 milioni di euro, si riferiscono al premio spettante a Enel Distribuzione e Deval per i recuperi di continuità del servizio rilevati nell'esercizio, oltre all'integrazione di quanto già iscritto lo scorso

esercizio per i recuperi di continuità rilevati nel 2005; l'analogo provento dell'esercizio precedente era pari a 115 milioni di euro.

Provento da scambio azionario

7. **Provento da scambio azionario** – *Euro 263 milioni*

La voce si riferisce al risultato positivo generato dalla cessione di Wind avvenuta attraverso lo scambio azionario del 30,97% del suo capitale contro il 20,9% del capitale di Weather.

Costi

8.a **Materie prime e materiali di consumo** – *Euro 23.469 milioni*

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Energia elettrica	17.082	14.321	2.761
Combustibili e gas	5.637	5.514	123
Materiali	750	798	(48)
Totale	**23.469**	**20.633**	**2.836**
> di cui capitalizzati	*(586)*	*(665)*	*79*

La crescita dei costi per l'acquisto di energia elettrica risente della variazione dell'area di consolidamento delle società estere, nonché dell'incremento del costo medio dell'energia. Tali fenomeni sono solo in parte compensati dalla riduzione delle quantità acquistate in Italia, connessa essenzialmente al decremento delle quantità di energia elettrica vendute sul mercato vincolato.
L'incremento del costo dei combustibili e del gas è riconducibile principalmente alla crescita del costo medio di acquisto.

8.b **Servizi** – *Euro 3.477 milioni*

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Vettoriamenti passivi	1.342	1.048	294
Manutenzioni e riparazioni	444	395	49
Telefoniche e postali	289	260	29
Servizi di comunicazione	62	62	-
Godimento beni di terzi	425	387	38
Altri servizi	915	905	10
Totale	**3.477**	**3.057**	**420**

I costi per servizi si incrementano di 420 milioni di euro, essenzialmente in ragione dell'aumento dei costi per vettoriamenti passivi prevalentemente relativo alle maggiori attività sul mercato libero.

8.c **Costo del personale** – *Euro 3.210 milioni*

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Salari e stipendi	1.995	1.957	38
Oneri sociali	568	529	39
Trattamento di fine rapporto	64	111	(47)
Altri costi	583	165	418
Totale	**3.210**	**2.762**	**448**
> di cui capitalizzati	*(403)*	*(384)*	*(19)*

Il costo del personale dell'esercizio 2006 è in crescita di 448 milioni di euro e include l'onere complessivamente rilevato nell'esercizio per incentivi all'esodo del personale (487 milioni di euro). Se si esclude tale componente e l'incremento del costo generato dalla variazione del perimetro di consolidamento, il costo del personale, tenuto conto dell'onere relativo al rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro per il settore elettrico, è in calo di 73 milioni di euro a fronte di una riduzione dell'organico medio registrata, a parità di perimetro, da 53.362 unità del 2005 a 50.804 del 2006.
Il costo include l'onere per piani a contribuzione definita pari a 42 milioni di euro (49 milioni di euro nell'esercizio precedente).

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 2006.

	Consistenza media			Consistenza
	2006	2005	2006-2005	al 31.12.2006
Dirigenti	692	618	74	691
Quadri	4.678	4.144	534	4.900
Impiegati	29.918	29.231	687	30.540
Operai	21.300	19.369	1.931	22.417
Totale *continuing operations*	56.588	53.362	3.226	58.548
Discontinued operations	-	6.722	(6.722)	-
TOTALE	**56.588**	**60.084**	**(3.496)**	**58.548**

8.d **Ammortamenti e perdite di valore** – *Euro 2.463 milioni*

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Ammortamenti delle attività materiali	2.154	1.918	236
Ammortamenti delle attività immateriali	190	138	52
Perdite di valore	119	151	(32)
Totale	**2.463**	**2.207**	**256**

La voce evidenzia un incremento di 256 milioni di euro riferibile essenzialmente agli "Ammortamenti delle attività materiali". Tale crescita è relativa prevalentemente all'entrata nell'area di consolidamento di Slovenské elektrárne ed Enel Panama per complessivi 189 milioni di euro.

8.e **Altri costi operativi** – *Euro 713 milioni*

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Accantonamenti per rischi e oneri diversi	98	212	(114)
Oneri per acquisto di certificati verdi	73	119	(46)
Oneri per emissioni di CO_2	84	228	(144)
Imposte e tasse	159	144	15
Altri	299	208	91
Totale	**713**	**911**	**(198)**

Il decremento della voce riflette sostanzialmente la diminuzione degli oneri per emissioni inquinanti per 144 milioni di euro. Tale diminuzione è riferibile all'effetto dell'allineamento del valore del *deficit* di quote dell'esercizio 2005 (10,7 Mton) ai prezzi di approvvigionamento delle quote stesse avvenuto nel corso del 2006, sensibilmente inferiori rispetto a quelli di mercato utilizzati per la valutazione effettuata al 31 dicembre 2005. Tale effetto positivo è stato compensato dal costo sostenuto per l'approvvigionamento di parte delle quote relative alla copertura del *deficit* verificatosi nell'esercizio e dalla valorizzazione al prezzo di fine anno del *deficit* residuo non ancora coperto (1,3 Mton).

8.f **Costi per lavori interni capitalizzati** – *Euro (989) milioni*

Le capitalizzazioni si riferiscono per 403 milioni di euro a costi del personale e per 586 milioni di euro a costi per materiali (rispettivamente 384 milioni di euro e 665 milioni di euro nell'esercizio 2005). Il decremento netto dell'esercizio è connesso alle minori attività di realizzazione interna di impianti della Divisione Generazione ed Energy Management Italia.

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*

9. **Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*** – *Euro (614) milioni*
Gli oneri netti derivanti dalla gestione del rischio *commodity* si riferiscono per 622 milioni di euro ai "Contratti per differenza" e derivano essenzialmente dal mutato andamento del prezzo di acquisto dell'energia sul *pool* e dei prezzi dei prodotti assunti a riferimento in questa tipologia di contratti.

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Proventi			
Da valutazione su "Contratti per differenza" in essere a fine esercizio	-	43	(43)
Da valutazione su altri contratti in essere a fine esercizio	16	9	7
Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	**16**	**52**	**(36)**
Realizzati su "Contratti per differenza" chiusi nell'esercizio	-	289	(289)
Realizzati su altri contratti chiusi nell'esercizio	76	98	(22)
Totale proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	**76**	**387**	**(311)**
Totale proventi	**92**	**439**	**(347)**
Oneri			
Da valutazione su "Contratti per differenza" in essere a fine esercizio	(103)	-	(103)
Da valutazione su altri contratti in essere a fine esercizio	(42)	(13)	(29)
Totale oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	**(145)**	**(13)**	**(132)**
Realizzati su "Contratti per differenza" chiusi nell'esercizio	(519)	-	(519)
Realizzati su altri contratti chiusi nell'esercizio	(42)	(154)	112
Totale oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	**(561)**	**(154)**	**(407)**
Totale oneri	**(706)**	**(167)**	**(539)**
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO *COMMODITY*	**(614)**	**272**	**(886)**

10. **Proventi/(Oneri) finanziari** – *Euro (647) milioni*

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Proventi finanziari:			
> interessi e altri proventi da attività finanziarie non correnti	8	29	(21)
> differenze positive di cambio	165	23	142
> proventi da strumenti derivati	85	68	17
> altri proventi	233	99	134
Totale proventi	**491**	**219**	**272**
Oneri finanziari:			
> interessi e altri oneri su indebitamento finanziario	(635)	(686)	51
> differenze negative di cambio	(82)	(52)	(30)
> oneri da strumenti derivati	(169)	(94)	(75)
> attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	(108)	(112)	4
> attualizzazione altri fondi	(159)	-	(159)
Totale oneri	**(1.153)**	**(944)**	**(209)**
Totale proventi/(oneri) finanziari	**(662)**	**(725)**	**63**
Proventi/(Oneri) da partecipazioni in altre imprese:			
> proventi da partecipazioni in altre imprese	22	11	11
> oneri da partecipazioni in altre imprese	(7)	-	(7)
Totale proventi/(oneri) da partecipazioni in altre imprese	**15**	**11**	**4**
TOTALE	**(647)**	**(714)**	**67**

Gli oneri finanziari netti, a esclusione dei proventi netti da partecipazioni in altre imprese, ammontano a 662 milioni di euro, in diminuzione di 63 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento riflette il beneficio della strategia Enel che, in un contesto caratterizzato da un netto rialzo dei tassi di interesse di mercato e in particolare nel segmento a breve della curva, ha prodotto un allungamento della vita media del debito e una riduzione della componente a tasso variabile.

Tali fenomeni, associati a una sensibile riduzione dell'indebitamento, hanno contribuito a un decremento degli oneri finanziari connessi all'indebitamento stesso.

La diminuzione degli oneri finanziari netti risente inoltre del riconoscimento nel 2006 del diritto al rimborso di imposte di registro pagate sui prestiti obbligazionari emessi nel periodo 1976-1984.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati da un aumento degli oneri finanziari netti connessi al consolidamento di Slovenské elektrárne cui è essenzialmente riferibile anche l'incremento (159 milioni di euro) degli oneri da attualizzazione dei fondi rischi e oneri.

11. **Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** – *Euro (4) milioni*

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Proventi da partecipazioni in società collegate	4	7	(3)
Oneri da partecipazioni in società collegate	(8)	(37)	29
Totale	**(4)**	**(30)**	**26**

Gli oneri derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto dell'esercizio 2006, pari a 8 milioni di euro, riflettono essenzialmente la valutazione, fino alla data di cessione, del 26,1% della partecipazione detenuta in Weather Investments. Gli oneri del 2005, pari a 37 milioni di euro, erano relativi alla valutazione con il metodo del patrimonio netto della quota posseduta nel capitale di Wind Telecomunicazioni (37,25%), tenuto conto dell'effetto positivo emergente dalla valutazione al *fair value* dell'opzione *call* prevista negli accordi contrattuali ed esercitata nel febbraio 2006.

12. **Imposte** – *Euro 2.067 milioni*

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Imposte correnti	1.657	1.398	259
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(5)	14	(19)
Imposte differite	47	277	(230)
Imposte anticipate	368	245	123
Totale	**2.067**	**1.934**	**133**

L'onere fiscale dell'esercizio 2006 è stimato pari a 2.067 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 40,0% a fronte di un'incidenza del 40,3% nell'esercizio 2005. Le imposte dell'esercizio stimate sulle società estere sono pari a 99 milioni di euro (27 milioni di euro nell'esercizio 2005).

Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d'imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato.

Milioni di euro

	2006		2005	
Risultato *ante* imposte	5.168		4.794	
Imposte teoriche, calcolate al 33% sul risultato *ante* imposte	1.705	33,0%	1.582	33,0%
Differenze permanenti e partite minori	13	0,3%	(12)	-0,3%
Differenze su stime imposte anni precedenti	(5)	-0,1%	14	0,3%
Irap	354	6,8%	350	7,3%
Totale	**2.067**	**40,0%**	**1.934**	**40,3%**

13. **Risultato delle *discontinued operations*** – *Euro 0 milioni*

A seguito delle cessioni di partecipazioni in Wind e in Terna, avvenute rispettivamente l'11 agosto e il 15 settembre 2005, tali entità sono state deconsolidate a partire dalle date citate e i risultati economici conseguiti dalle stesse sino alle date di cessione sono rappresentati come *discontinued operations*.

Analogamente, anche la plusvalenza conseguita nel secondo trimestre 2005 con la cessione del 13,86% del capitale di Terna è stata rappresentata come *discontinued operations*.

Le componenti economiche che hanno contribuito alla realizzazione del risultato delle *discontinued operations* sono evidenziate nel seguito.

Milioni di euro

	2006	2005
Risultato operativo	-	572
Oneri finanziari netti	-	(240)
Imposte sul reddito	-	(213)
Risultato dell'esercizio al netto delle plusvalenze	-	**119**
Plusvalenze da cessione attività	-	1.153
RISULTATO DELLE *DISCONTINUED OPERATIONS*	**-**	**1.272**

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

Attivo

Attività non correnti

14. **Immobili, impianti e macchinari** – *Euro 34.846 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2005 e 2006 sono i seguenti:

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Beni in *leasing*	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	Totale
Costo storico	351	6.684	75.753	494	1.117	-	279	2.073	**86.751**
Fondo ammortamento	-	(3.041)	(45.630)	(393)	(794)	-	(191)	-	**(50.049)**
Consistenza al 31.12.2004	**351**	**3.643**	**30.123**	**101**	**323**	**-**	**88**	**2.073**	**36.702**
Investimenti	1	64	1.743	16	56	-	13	1.144	**3.037**
Passaggi in esercizio	2	48	766	1	15	-	10	(842)	**-**
Ammortamenti [1]	-	(210)	(2.191)	(24)	(101)	-	(35)	-	**(2.561)**
Perdite di valore	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Variazione area di consolidamento	(16)	(325)	(6.329)	(10)	(119)	-	(59)	(600)	**(7.458)**
Differenze di cambio	1	-	245	-	-	-	-	1	**247**
Dismissioni ordinarie e altri movimenti	52	133	(211)	(4)	(23)	-	10	264	**221**
Totale variazioni	**40**	**(290)**	**(5.977)**	**(21)**	**(172)**	**-**	**(61)**	**(33)**	**(6.514)**
Costo storico	391	6.435	64.698	358	664	-	65	2.040	**74.651**
Fondo ammortamento	-	(3.082)	(40.552)	(278)	(513)	-	(38)	-	**(44.463)**
Consistenza al 31.12.2005	**391**	**3.353**	**24.146**	**80**	**151**	**-**	**27**	**2.040**	**30.188**
Investimenti	1	56	1.415	17	71	-	11	1.188	**2.759**
Passaggi in esercizio	1	58	612	-	31	-	17	(719)	**-**
Ammortamenti	-	(247)	(1.790)	(16)	(67)	(21)	(13)	-	**(2.154)**
Perdite di valore	-	-	(6)	-	-	-	-	-	**(6)**
Variazione area di consolidamento	12	1.106	2.257	19	1	225	-	357	**3.977**
Differenze di cambio	-	94	147	3	-	18	-	33	**295**
Dismissioni ordinarie e altri movimenti	(16)	(14)	(163)	(3)	(7)	3	-	(13)	**(213)**
Totale variazioni	**(2)**	**1.053**	**2.472**	**20**	**29**	**225**	**15**	**846**	**4.658**
Costo storico	389	8.021	69.355	404	673	292	119	2.886	**82.139**
Fondo ammortamento	-	(3.615)	(42.737)	(304)	(493)	(67)	(77)	-	**(47.293)**
Consistenza al 31.12.2006	**389**	**4.406**	**26.618**	**100**	**180**	**225**	**42**	**2.886**	**34.846**

(1) Includono le Divisioni Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione sino alla data del loro deconsolidamento per 643 milioni di euro.

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 2.214 milioni di euro, prevalentemente riferibili agli impianti di produzione idroelettrici (2.171 milioni di euro, di cui 353 milioni di euro relativi agli impianti delle società spagnole).

I "Beni in *leasing*" si riferiscono sostanzialmente agli accordi di "*sale and lease back*" dell'impianto nucleare V1 di Jaslovske Bohunice e dell'impianto idroelettrico di Gabcikovo, la cui sottoscrizione era condizione necessaria per l'avvio del processo di privatizzazione del sistema elettrico slovacco. In particolare, il contratto di *leasing* dell'impianto V1 si riferisce all'intera vita utile residua del bene e al periodo intercorrente tra la fermata della produzione e l'inizio del processo di *decommissioning*, mentre per l'impianto di Gabcikovo l'accordo ha durata trentennale a partire da aprile 2006.

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

Milioni di euro	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
2007	14	11
2008-2012	31	14
Oltre il 2012	99	64
Totale	**144**	**89**

La variazione dell'area di consolidamento dell'esercizio 2006 si riferisce alle seguenti operazioni:

> acquisizione di Slovenské elektrárne (+3.871 milioni di euro);
> acquisizione di Enel Panama (+159 milioni di euro);
> acquisizione delle società brasiliane del Gruppo Rede (+79 milioni di euro);
> acquisizione di società dell'area Gas (+41 milioni di euro);
> deconsolidamento parziale di Enel Unión Fenosa Renovables (-156 milioni di euro);
> cessione di Carbones Colombianos del Cerrejón (-17 milioni di euro).

La stessa voce nell'esercizio 2005 è relativa principalmente al deconsolidamento delle Divisioni Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione.

Gli ammortamenti del 2005 includevano, fino alla data del relativo deconsolidamento, le quote relative alle Divisioni Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione per 643 milioni di euro. Escludendo tale effetto, la voce si incrementa di 236 milioni di euro, per effetto essenzialmente dell'acquisizione di Slovenské elektrárne ed Enel Panama per complessivi 189 milioni di euro.

La variazione delle dismissioni ordinarie e altri movimenti risente della riclassifica effettuata nel 2005 dei materiali destinati all'attività di costruzione e manutenzione

delle reti di distribuzione in precedenza classificati tra i beni merce, nonché dell'apporto di terreni e fabbricati in Dalmazia Trieste a seguito dell'operazione di scissione della società Immobiliare Foro Bonaparte effettuata nel 2005.

Nella seguente tabella vengono riportati i valori netti al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2005 delle immobilizzazioni materiali, in base alla destinazione d'uso delle stesse.

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Impianti di produzione: (1)		
> termoelettrici	7.124	6.521
> idroelettrici	4.601	4.422
> geotermoelettrici	313	633
> nucleari	1.831	-
> con fonti energetiche alternative	323	566
Totale impianti di produzione	**14.192**	**12.142**
Rete di distribuzione di energia elettrica	12.827	12.282
Rete di distribuzione di gas	1.585	1.626
Immobili sedi di cabine primarie e secondarie	691	674
Immobili sedi di uffici, magazzini ecc.(2)	1.895	872
Attrezzature e altri beni	770	552
Totale beni in esercizio	31.960	**28.148**
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.886	**2.040**
TOTALE	**34.846**	**30.188**

(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.

Nel seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati nel corso del 2006. Tali investimenti, complessivamente pari a 2.759 milioni di euro, sono in diminuzione rispetto al 2005 di 278 milioni di euro principalmente per effetto del deconsolidamento di Wind e Terna.

Milioni di euro

	2006	2005
Impianti di produzione:		
> termoelettrici	766	570
> idroelettrici	157	206
> geotermoelettrici	79	84
> nucleari	57	-
> con fonti energetiche alternative	115	130
Totale impianti di produzione	1.174	**990**
Linee di trasporto e stazioni di trasformazione	-	133
Rete di distribuzione di energia elettrica	1.324	1.381
Rete di distribuzione di gas	88	70
Reti di telecomunicazione	-	251
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	173	212
TOTALE	**2.759**	**3.037**

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 1.174 milioni di euro con un incremento di 184 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Essi sono relativi prevalentemente a interventi di trasformazione su impianti termici e a lavori di rifacimento e ripotenziamento effettuati anche ai fini della sicurezza e dell'ambiente (rifacimento di opere idrauliche, interventi di ambientalizzazione ecc.), oltre all'effetto dell'entrata nell'area di consolidamento di Slovenské elektrárne.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 1.324 milioni di euro e si riducono di 57 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente per i minori investimenti legati al progetto "Telegestione", giunto in prossimità della sua conclusione. Nell'esercizio il programma di sostituzione dei contatori tradizionali con quelli elettronici ha riguardato circa 2,9 milioni di contatori (circa 6,2 milioni nel 2005), giungendo così a circa 30 milioni di contatori complessivamente sostituiti dall'avvio del progetto.

In assenza di indicazioni circa eventi che avrebbero potuto comportare una perdita di valore delle immobilizzazioni materiali non si è proceduto a effettuare un *impairment* di valore.

15. **Attività immateriali** – *Euro 2.982 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativi agli esercizi 2005 e 2006 sono i seguenti:

Milioni di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre	Immobiliz. in corso e acconti	Avviamento	Totale
Consistenza al 31.12.2004	**6**	**411**	**2.526**	**245**	**174**	**6.709**	**10.071**
Investimenti	-	72	36	12	97	3	**220**
Passaggi in esercizio	-	59	-	9	(68)	-	-
Differenze di cambio	-	-	1	9	-	23	**33**
Variazione area di consolidamento	-	(245)	(2.410)	26	(70)	(5.120)	**(7.819)**
Ammortamenti [1]	-	(149)	(96)	(63)	-	-	**(308)**
Perdite di valore	-	-	-	-	-	-	-
Altri movimenti	(6)	(15)	20	27	(1)	(40)	**(15)**
Totale variazioni	**(6)**	**(278)**	**(2.449)**	**20**	**(42)**	**(5.134)**	**(7.889)**
Consistenza al 31.12.2005	**-**	**133**	**77**	**265**	**132**	**1.575**	**2.182**
Investimenti	5	51	15	35	98	-	**204**
Passaggi in esercizio	-	69	-	10	(79)	-	-
Differenze di cambio	-	1	-	(11)	1	29	**20**
Variazione area di consolidamento	-	8	12	77	9	670	**776**
Ammortamenti	(2)	(94)	(15)	(79)	-	-	**(190)**
Perdite di valore	-	-	-	-	-	(3)	**(3)**
Altri movimenti	32	(3)	(2)	(21)	(13)	-	**(7)**
Totale variazioni	**35**	**32**	**10**	**11**	**16**	**696**	**800**
Costo storico	42	482	128	759	148	2.271	**3.830**
Fondo ammortamento	7	317	41	483	-	-	**848**
Consistenza al 31.12.2006	**35**	**165**	**87**	**276**	**148**	**2.271**	**2.982**

(1) Includono le Divisioni Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione sino alla data del loro deconsolidamento per 170 milioni di euro.

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.

L'"Avviamento" è pari a 2.271 milioni di euro con un incremento nell'esercizio di 696 milioni di euro.

Milioni di euro		Variazione area di consolidam.	Differenze di cambio	*Impairment*	
	al 31.12.2005				al 31.12.2006
Enel Viesgo Generación	657	-	-	-	657
Enel Rete Gas	4	-	-	-	4
Enel Energia (già Enel Gas)	579	-	-	-	579
Enel Unión Fenosa Renovables	131	(49)	-	-	82
Enel North America	85	-	(9)	(1)	75
Enel Latin America	73	-	(7)	-	66
Electra de Viesgo Distribución	24	-	-	-	24
Enel Maritza East 3 (già Maritza East III Power Company)	15	-	-	-	15
Wisco	7	-	-	(2)	5
Slovenské elektrárne	-	561	48	-	609
RusEnergoSbyt	-	80	(1)	-	79
Enel Panama	-	62	(2)	-	60
Erelis	-	14	-	-	14
Enel Operations Bulgaria (già Maritza East 3 Operating Company)	-	2	-	-	2
Totale	**1.575**	**670**	**29**	**(3)**	**2.271**

La variazione del perimetro di consolidamento è riferibile all'acquisizione del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne (561 milioni di euro), del 100% del capitale delle società russa RusEnergoSbyt (80 milioni di euro) attraverso l'acquisto del 49,5% della sua controllante diretta Res Holdings, del 100% di Enel Panama (62 milioni di euro), del 100% di Erelis (14 milioni di euro), del 73% di Enel Operations Bulgaria (già Maritza East 3 Operating Company, 2 milioni di euro), al netto della cessione del 30% del capitale di Enel Unión Fenosa Renovables (-49 milioni di euro).
In particolare, l'allocazione del costo della partecipazione in Slovenské elektrárne al valore corrente delle attività acquisite e delle passività assunte è stata completata entro la fine dell'esercizio 2006; pertanto, l'avviamento iscritto è da ritenersi definitivo e assoggettabile a *impairment test*, così come descritto in seguito.
Per quanto riguarda invece le altre acquisizioni effettuate nel corso del 2006, 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* e *Dividend Discount Model* 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 considerati per un periodo esplicito coerente 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 a crescita nominale nulla o pari all'inflazione ritenuta adeguata rispetto al Paese di appartenenza. 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 viene riportata 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.

				Tasso di sconto		
Milioni di euro	Importo	*Tax rate*	Tasso di crescita [1]	WACC [2]	Ke [3]	Periodo esplicito flussi di cassa
	al 31.12.2006					
Enel Viesgo Generación	657	30%	*no terminal value*	6,9%	-	26 anni
Electra de Viesgo Distribución	24	30%	1,0%	6,0%	-	11 anni
Enel Rete Gas	4	42%	0%	6,0%	-	3 anni
Enel Energia (già Enel Gas)	579	38%	0%	7,1%	-	5 anni
Enel North America	75	40,4%	2,0%	6,5%	-	10 anni
Enel Latin America	66	28,2%	2,0%	9,9%	-	10 anni
Enel Unión Fenosa Renovables	82	30%	*no terminal value*	-	8,8%	20 anni
Enel Maritza East 3 (già Maritza East III Power Company)	15	10%	*no terminal value*	-	11,4%	18 anni
Wisco	5	40%	0%	8,0%	-	11 anni
Slovenské elektrárne	609	19%	*no terminal value*	8,5%	-	34 anni

(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 Ke rappresenta il costo opportunità dell'azionista per l'investimento nel capitale di rischio.

16. **Attività per imposte anticipate** – *Euro 1.554 milioni*

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate", per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali vigenti.

Milioni di euro		Increm./(Decrem.) con imputazione a Conto economico	Altri movimenti	Variazione area di consolidam.	
	al 31.12.2005				**al 31.12.2006**
Natura delle differenze temporanee:					
> perdite di valore di immobilizzazioni materiali e immateriali	68	(9)	(2)	-	57
> accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore con deducibilità fiscale differita	567	(192)	-	191	566
> perdite fiscalmente riportabili	125	(60)	-	-	65
> valutazione strumenti finanziari	149	(61)	(45)	-	43
> altre partite	869	(46)	-	-	823
Totale	**1.778**	**(368)**	**(47)**	**191**	**1.554**

Le attività per imposte anticipate al 31 dicembre 2006 sono pari a 1.554 milioni di euro, in diminuzione di 224 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005.
La variazione deriva essenzialmente dalla rilevazione nel Conto economico della fiscalità di competenza dell'esercizio (368 milioni di euro) riferita prevalentemente alla voce "Accantonamenti per rischi e oneri", nonché a perdite di valore di partecipazioni rilevate in esercizi precedenti e la cui deducibilità è differita in più esercizi.
La variazione di perimetro di consolidamento si riferisce prevalentemente a Slovenské elektrárne.
Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 764 milioni di euro, prevalentemente riferibili alle *holding* di partecipazioni site in Olanda e Lussemburgo (649 milioni di euro), in quanto i relativi regimi fiscali qualificano come non imponibili i previsti ricavi (dividendi) delle medesime società.

17. **Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** – *Euro 56 milioni*

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono le seguenti:

Milioni di euro	Quota %	Aumenti di capitale	Cessioni	Impatto a Conto economico	Altri movimenti	Quota %
	al 31.12.2005					al 31.12.2006
Wind Telecomunicazioni	1.728 37,2	-	(328)	263	(1.663)	- -
Weather Investments	- -	-	(1.962)	(6)	1.968	- -
Gesam	14 40,0	-	(18)	4	-	- -
Idrosicilia	9 40,0	-	-	-	-	9 40,0
Cesi	7 25,9	-	-	-	-	7 25,9
Compagnia Porto di Civitavecchia	9 25,0	2	-	-	(4)	7 25,0
Aes Distribuidores Salvadoreños	7 20,0	-	-	-	(2)	5 20,0
Altre	23 -	-	(2)	4	3	28 -
Totale	**1.797**	**2**	**(2.310)**	**265**	**302**	**56**

Le variazioni dell'esercizio riferite alle partecipazioni in Wind e Weather Investments riflettono l'ultima fase dell'operazione di cessione di Wind. In particolare, Enel ha ceduto a una società controllata da Weather, a seguito dell'esercizio da parte di quest'ultima dell'opzione *call* prevista negli accordi stipulati tra le parti nel maggio 2005, il 6,28% del capitale di Wind e ha conferito il restante 30,97% di Wind a Weather, ricevendo in cambio azioni rappresentative del 20,9% del capitale della stessa. Lo scambio azionario ha generato un provento pari a 263 milioni di euro. Tenuto conto della quota del 5,2% del capitale di Weather acquisita nel mese di agosto 2005 durante la prima fase dell'operazione e classificata al 31 dicembre 2005 tra le attività finanziarie non correnti, Enel deteneva in tale società una partecipazione complessiva del 26,1%. In data 21 dicembre 2006 Enel ha ceduto tale partecipazione per un corrispettivo di 1.962 milioni di euro, di cui 1.000

milioni di euro incassati in pari data e i residui 962 milioni di euro dilazionati a 18 mesi fruttiferi di interessi e classificati nelle altre attività finanziarie non correnti.

Per le principali partecipazioni in imprese collegate vengono inoltre forniti i dati economici e patrimoniali.

Milioni di euro	Attività	Passività	Ricavi	Utili/(Perdite)	Attività	Passività	Ricavi	Utili/(Perdite)
	al 31.12.2006				al 31.12.2005			
Idrosicilia	23	1	-	1	23	1	-	1
Cesi	128	101	80	1	159	129	125	1
Compagnia Porto di Civitavecchia	23	7	-	(2)	2	4	-	(3)
Aes Distribuidores Salvadoreños	85	57	5	-	104	67	9	5
Altre minori	166	114	52	6	119	103	14	4

18. **Attività finanziarie non correnti** – *Euro 1.494 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Partecipazioni in altre imprese	367	594	(227)
Acconto per acquisizione di Slovenské elektrárne	-	168	(168)
Crediti verso imprese collegate e altre partecipate	-	34	(34)
Titoli diversi a *fair value* a Conto economico per designazione	114	-	114
Crediti verso altri:			
> crediti finanziari verso istituti finanziatori	14	27	(13)
> contratti derivati	37	11	26
> altre partite	962	2	960
Totale crediti verso altri	1.013	40	**973**
TOTALE	**1.494**	**836**	**658**

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.

Milioni di euro	Quota %		Quota %		
	al 31.12.2006		al 31.12.2005		2006-2005
Weather Investments	-		286	5,20	(286)
Terna	262	5,12	213	5,12	49
Red Eléctrica de España	44	1,00	35	1,00	9
LaGeo	25	12,50	25	12,50	-
Echelon	18	7,67	20	7,54	(2)
Tri Alpha Energy	7	6,18	7	6,74	-
Altre	11		8		3
Totale	**367**		**594**		**(227)**

La variazione avvenuta nell'esercizio 2006 è connessa all'operazione tra Enel e Weather descritta in sede di commento alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.
Le attività finanziarie non correnti al 31 dicembre 2005 accoglievano il deposito effettuato per l'acquisto del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne; tale acquisizione si è perfezionata nel secondo trimestre del 2006.

I "Titoli diversi a *fair value* a Conto economico per designazione" sono rappresentati da investimenti finanziari in fondi di gestioni patrimoniali.

L'incremento delle "altre partite" è connesso essenzialmente al residuo credito di 962 milioni di euro derivante dalla cessione del 26,1% del capitale sociale di Weather.

Nella tabella che segue sono riportati il valore contabile e il *fair value* dei crediti finanziari a lungo termine (1.090 milioni di euro), compresa la quota in scadenza nei 12 mesi successivi (30 milioni di euro inclusi negli altri crediti finanziari a breve).

Milioni di euro	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*
	al 31.12.2006		al 31.12.2005	
Crediti finanziari a lungo termine	1.120	1.120	66	66
Totale	**1.120**	**1.120**	**66**	**66**

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, nella tabella che segue sono riportati i relativi valori nozionali e il *fair value*.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Derivati *cash flow hedge*:					
> tassi	2.586	327	37	11	26
Totale	**2.586**	**327**	**37**	**11**	**26**

L'incremento di *fair value* dei derivati su tasso di interesse è principalmente dovuto alla crescita dei tassi di interesse verificatasi nel corso del 2006, particolarmente nella parte a breve e medio termine della curva (l'Euribor a 6 mesi a fine 2006 è pari al 3,85% rispetto al 2,64% di fine 2005).

19. **Altre attività non correnti** – *Euro 568 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	209	847	(638)
Crediti verso Fondo Statale *Decommissioning*	269	-	269
Altri crediti a lungo termine:			
> acconti d'imposta su TFR	5	19	(14)
> prestiti ai dipendenti	45	44	1
> altri crediti	40	65	(25)
Totale altri crediti a lungo termine	90	128	(38)
TOTALE	**568**	**975**	**(407)**

La diminuzione dei "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico", pari a 638 milioni di euro, riflette principalmente il rimborso degli *stranded cost* avvenuto nel corso del 2006 come previsto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera n. 132/06 del 28 giugno 2006.

I "Crediti verso Fondo Statale *Decommissioning*", pari a 269 milioni di euro, sono interamente connessi al consolidamento di 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 rimborso, 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.

(1) La gestione del Fondo e dei relativi *asset* è esclusivamente affidata allo Stato.

Attività correnti

20. **Rimanenze** – *Euro 1.209 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
> combustibili	853	585	268
> materiali, apparecchi e altre giacenze	207	115	92
Totale	1.060	**700**	**360**
Immobili destinati alla vendita	148	166	(18)
Acconti	1	18	(17)
TOTALE	**1.209**	**884**	**325**

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 riconducibile al consolidamento di Slovenské elektrárne, nonché alla valorizzazione a prezzi medi ponderati più elevati delle giacenze di olio combustibile.
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 connesso alle vendite effettuate nel corso dell'esercizio.

21. **Crediti commerciali** – *Euro 7.958 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Clienti:			
> vendita e trasporto di energia elettrica	6.809	6.850	(41)
> distribuzione e vendita di gas	712	611	101
> altre attività	387	506	(119)
Totale	7.908	**7.967**	**(59)**
Crediti commerciali verso imprese collegate	7	290	(283)
Crediti per lavori in corso su ordinazione	43	59	(16)
TOTALE	**7.958**	**8.316**	**(358)**

La diminuzione dei "Crediti commerciali verso imprese collegate" si riferisce principalmente ai rapporti con Wind che, a seguito del completamento dell'operazione di cessione della società, sono stati classificati per la quota parte non ancora incassata al 31 dicembre 2006 tra i crediti commerciali verso clienti terzi.
Parte dei crediti commerciali, per un importo pari a 4.549 milioni di euro, si riferisce agli accertamenti per competenza di fine esercizio e risulta pertanto non ancora fatturata.

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 482 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 347 milioni di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo che evidenzia, tra l'altro, la variazione dell'area di consolidamento (prevalentemente relativa a Slovenské elektrárne per 155 milioni di euro).

Milioni di euro

Totale al 01.01.2005	**486**
Accantonamenti	188
Utilizzi	(29)
Variazione area di consolidamento	(305)
Altri movimenti	7
Totale al 31.12.2005	**347**
Accantonamenti	110
Utilizzi	(129)
Variazione area di consolidamento	156
Altri movimenti	(2)
Totale al 31.12.2006	**482**

22. **Crediti tributari** – *Euro 431 milioni*

I crediti tributari al 31 dicembre 2006 ammontano a 431 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente a crediti per imposte erariali e addizionali per 132 milioni di euro e a crediti per imposte indirette per 91 milioni di euro. Includono inoltre il credito di 121 milioni di euro relativo al riconoscimento del diritto al rimborso di partite pregresse nel 2006 da parte dell'Amministrazione Finanziaria.

23. **Attività finanziarie correnti** – *Euro 402 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Crediti per anticipazioni *factoring*	211	374	(163)
Contratti derivati	120	115	5
Altri titoli	25	28	(3)
Partecipazioni	-	43	(43)
Altri	46	9	37
Totale	**402**	**569**	**(167)**

La riduzione di 163 milioni di euro dei "Crediti per anticipazioni *factoring*" è dovuta alla riduzione dei saldi scontati dai fornitori connessa essenzialmente alla cessazione dei rapporti di *factoring* con i fornitori di Wind.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei "Contratti derivati", suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Derivati *cash flow hedge*:					
> tassi	-	60	-	-	-
> cambi	25	1	-	-	-
> *commodity*	1.034	1.372	48	57	(9)
Totale	1.059	**1.433**	**48**	**57**	**(9)**
Derivati di *trading*:					
> tassi	42	60	-	1	(1)
> cambi	208	703	2	9	(7)
> *commodity*	407	7.179	70	48	22
Totale	657	**7.942**	72	**58**	**14**
TOTALE	**1.716**	**9.375**	**120**	**115**	**5**

I derivati su *commodity* sono relativi a:

> "Contratti per differenza (CFD) a due vie" con un valore nozionale di 1.034 milioni di euro e un *fair value* di 48 milioni di euro; tali valori si riferiscono sia ai "CFD a due vie" stipulati con l'Acquirente Unico per l'anno 2007 sia ai contratti di VPP (*Virtual Power Plant*) che Enel ha stipulato con le controparti risultate aggiudicatarie nell'asta del 28 dicembre 2006. Anche tali contratti si configurano come "CFD a due vie";

> contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili per un valore nozionale di 405 milioni di euro e un *fair value* di 11 milioni di euro;

> operazioni di *trading* di energia per un valore nozionale netto di circa 2 milioni di euro e un *fair value* di 1 milione di euro;

> derivati impliciti, relativi a un contratto di vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 58 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2005 i contratti derivati su *commodity*, relativi prevalentemente a combustibili ed energia, presentavano un valore nozionale pari a 913 milioni di euro e un *fair value* di 5 milioni di euro, mentre le operazioni di *trading* di energia erano esposte tra le passività correnti in quanto presentavano un *fair value* negativo pari a 1 milione di euro (a fronte di un valore nozionale netto pari a 107 milioni di euro). Gli ulteriori 6.266 milioni di euro di valore nozionale al 31 dicembre 2005 si riferivano ai "Contratti per differenza (CFD) a una via" attualmente esposti tra le passività.

La voce "Partecipazioni" al 31 dicembre 2005 si riferiva interamente alla valutazione al *fair value* dell'1,02% della partecipazione in Terna relativa alla quota riconosciuta a titolo gratuito agli azionisti (*bonus share*) il cui esercizio è avvenuto nel mese di gennaio 2006.

24. **Disponibilità liquide e mezzi equivalenti** – *Euro 547 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 28 milioni di euro essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese da Enel North America ed Enel Panama.

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Depositi bancari e postali	541	472	69
Denaro e valori in cassa	6	4	2
Totale	**547**	**476**	**71**

25. **Altre attività correnti** – *Euro 2.453 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.355	816	539
Crediti verso il personale	14	14	-
Crediti verso altri	975	801	174
Ratei e risconti attivi operativi	109	81	28
Totale	**2.453**	**1.712**	**741**

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico" evidenziano un incremento di *539 milioni di euro per effetto principalmente dei maggiori crediti connessi* all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica. Tenuto conto anche della quota di crediti classificata a lungo termine (209 milioni di euro), i crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico al 31 dicembre 2006 ammontano complessivamente a 1.564 milioni di euro, a fronte di debiti per 948 milioni di euro.

Passivo

Patrimonio netto del Gruppo

26. **Patrimonio netto del Gruppo** – *Euro 18.460 milioni*

Nel corso dell'esercizio 2006 sono state esercitate n. 19.124.633 opzioni assegnate con i piani di *stock option* 2002, 2003 e 2004. L'esercizio di tali opzioni ha determinato un incremento del patrimonio netto di 108 milioni di euro per effetto dell'aumento del capitale sociale per 19 milioni di euro e della riserva da sovrapprezzo azioni per 89 milioni di euro. Inoltre, in relazione alle opzioni esercitate, la riserva da sovrapprezzo azioni si è incrementata di ulteriori 7 milioni di euro per effetto della riclassifica dalla specifica riserva per *stock option*.

Capitale sociale – *Euro 6.176 milioni*

Il capitale sociale, al 31 dicembre 2006, è rappresentato da 6.176.196.279 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (6.157.071.646 azioni al 31 dicembre 2005).

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 21,14% del capitale sociale) e alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti (con il 10,16% del capitale sociale) – altri azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.

Altre riserve – *Euro 4.549 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni – *Euro 607 milioni*

La movimentazione dell'anno è relativa all'esercizio delle *stock option* da parte dei beneficiari.

Riserva legale – *Euro 1.453 milioni*

Altre riserve – *Euro 2.245 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 81 milioni*

L'incremento 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 163 milioni*
Include 16 milioni di euro relativi a perdite non realizzate alla data di riferimento e rilevate direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (*cash flow hedge*), e proventi non realizzati per 177 milioni di euro relativi a valutazioni al *fair value* di attività finanziarie.

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.

Milioni di euro		Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	
	al 31.12.2005			al 31.12.2006
Riserva da *fair value* della copertura dei flussi finanziari per la quota efficace	(138)	71	52	(15)
Riserva da *fair value* degli investimenti finanziari destinati alla vendita	132	77	(32)	177
Riserva da differenze di cambio	60	66	-	126
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	**54**	**214**	**20**	**288**

Le imposte differite nette calcolate sul saldo al 31 dicembre 2006 sono negative per 7 milioni di euro (positive per 53 milioni di euro al 31 dicembre 2005). La variazione netta dell'esercizio, pari a 60 milioni di euro, è relativa per 39 milioni di euro a imposte differite nette relative a utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto e per 21 milioni di euro a imposte di competenza relative a riserve rilasciate a Conto economico nell'esercizio.

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

	Capitale sociale e riserve del Gruppo										
Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Risultato netto dell'esercizio	**Patrimonio netto del Gruppo**	**Patrimonio netto di terzi**	**Totale patrimonio netto**
al 1° gennaio 2005	**6.104**	**208**	**1.453**	**2.255**	**7.543**	**2**	**(229)**	**617**	**17.953**	**1.113**	**19.066**
Esercizio *stock option*	53	303	-	-	(17)	-	-	-	339	-	**339**
Altri movimenti	-	-	-	(10)	(6)	-	-	-	(16)	(7)	**(23)**
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(892)	**(892)**
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(1.597)	-	-	(617)	**(2.214)**	(89)	**(2.303)**
Acconto sul dividendo 2005	-	-	-	-	-	-	-	(1.169)	**(1.169)**	-	**(1.169)**
Risultato netto dell'esercizio rilevato a patrimonio netto	-	-	-	-	-	38	231	-	**269**	(3)	**266**
Risultato netto dell'esercizio rilevato a Conto economico	-	-	-	-	-			3.895	**3.895**	237	**4.132**
al 31 dicembre 2005	**6.157**	**511**	**1.453**	**2.245**	**5.923**	**40**	**2**	**2.726**	**19.057**	**359**	**19.416**
Esercizio *stock option*	19	96	-	(7)	-	-	-	-	**108**	-	**108**
Onere da *stock option*	-	-	-	7	-	-	-	-	**7**	-	**7**
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**118**	**118**
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	2.726	-	-	(2.726)	-	-	**-**
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(2.715)	-	-	-	**(2.715)**	(9)	**(2.724)**
Acconto sul dividendo 2006	-	-	-	-	-	-	-	(1.235) [1]	**(1.235)**	-	**(1.235)**
Risultato netto dell'esercizio rilevato a patrimonio netto	-	-	-	-	-	41	161	-	**202**	32	**234**
Risultato netto dell'esercizio rilevato a Conto economico	-	-	-	-	-	-	-	3.036	**3.036**	65	**3.101**
al 31 dicembre 2006	6.176	607	1.453	2.245	5.934	81	163	1.801	18.460	565	**19.025**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 settembre 2006 con stacco cedola in data 20 novembre 2006 e pagato a decorrere dal 23 novembre 2006.

Passività non correnti

27. **Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)** – *Euro 12.517 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 2006 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota corrente	Quota con scadenza nel				
		al 31.12.2006	al 31.12.2006	al 31.12.2005		2007	2008	2009	2010	2011	Oltre
Obbligazioni:											
> tasso fisso quotate	2008-2033	5.680	5.721	5.621	5.674	6	1.004	7	107	946	3.610
> tasso variabile quotate	2009-2012	633	636	799	633	-	50	86	100	-	397
> tasso fisso non quotate	2007-2010	91	91	171	61	30	60	1	-	-	-
> tasso variabile non quotate	2007-2032	2.030	2.030	1.939	2.007	23	22	331	79	56	1.519
Totale		8.434	8.478	8.530	8.375	59	1.136	425	286	1.002	5.526
Finanziamenti bancari:											
> tasso fisso	2007-2015	130	130	166	91	39	19	20	9	9	34
> tasso variabile	2007-2026	3.780	3.802	3.015	3.586	194	235	282	254	816	1.999
Totale		3.910	3.932	3.181	3.677	233	254	302	263	825	2.033
Finanziamenti non bancari:											
> tasso fisso	2007-2026	132	135	138	104	28	21	7	6	7	63
> tasso variabile	2009-2020	41	41	53	38	3	3	2	2	2	29
Totale		173	176	191	142	31	24	9	8	9	92
TOTALE		12.517	12.586	11.902	12.194	323	1.414	736	557	1.836	7.651

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 474 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla Capogruppo.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo
	al 31.12.2006		al 31.12.2005	al 31.12.2006	
Euro	11.869	11.935	11.444	4,36%	4,41%
Dollari USA	222	225	185	8,09%	8,11%
Sterline inglesi	62	62	62	5,73%	5,73%
Franchi svizzeri	13	13	22	6,49%	6,49%
Yen	59	59	109	1,65%	1,65%
Altre valute	292	292	80	5,92%	5,92%
Totale valute non Euro	648	651	458		
TOTALE	12.517	12.586	11.902		

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Movimentaz. obbligazioni proprie	Variazione area di consolidam.	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Valore nozionale
	al 31.12.2005						al 31.12.2006
Obbligazioni	8.599	(487)	53	246	97	(30)	8.478
Finanziamenti bancari	3.195	(1.173)	-	493	1.425	(8)	3.932
Debiti verso altri finanziatori	191	(45)	-	45	2	(17)	176
Totale indebitamento finanziario	11.985	(1.705)	53	784	1.524	(55)	12.586

Rispetto al 31 dicembre 2005 il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine presenta un aumento di 601 milioni di euro, quale saldo di 1.705 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 1.524 milioni di euro relativi a nuove emissioni, di 784 milioni di euro correlati alla variazione dell'area di consolidamento, di 53 milioni di euro dovuti alla movimentazione delle obbligazioni proprie detenute in portafoglio e di 55 milioni di euro dovuti a differenze positive di cambio.
I principali rimborsi effettuati nel corso dell'anno sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 487 milioni di euro, a linee di credito *revolving* a 36 mesi di Enel SpA scadute per 100 milioni di euro, a finanziamenti bancari in capo a Slovenské elektrárne, Enel Maritza East 3 (già Maritza East III Power Company) ed Enel Unión Fenosa Renovables e ad altri prestiti in scadenza per 1.073 milioni di euro, nonché a debiti verso altri finanziatori per 45 milioni di euro.

Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del 2006, si segnalano le seguenti:
> rifinanziamento del debito esistente di Slovenské elektrárne mediante la stipula

di nuove linee di credito *revolving* a 5 anni per complessivi 600 milioni di euro, senza garanzia di Enel SpA, utilizzate per 565 milioni di euro a fine 2006;

> rinegoziazione del *project financing* su Enel Maritza East 3 (già Maritza East III Power Company) da 450 milioni di euro con scadenza nel 2023 interamente garantito dalla SACE, utilizzato per 220 milioni di euro al 31 dicembre 2006;

> rinegoziazione del *project financing* Acuerdo Marco II su Enel Unión Fenosa Renovables da 283 milioni di euro della durata di 15 anni, utilizzato per 80 milioni di euro al 31 dicembre 2006;

> 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 2024;

> stipula da parte di Enel Viesgo Generación di un finanziamento della Banca Europea degli Investimenti (BEI) da 150 milioni di euro per investimenti nella centrale di Escatrón, attualmente non ancora erogato;

> stipula da parte di Enel Distribuzione di un finanziamento BEI da 600 milioni di euro per investimenti nel progetto "Efficienza Rete", interamente erogato al 31 dicembre 2006.

Si segnala, inoltre, che nel 2006 sono stati consolidati due prestiti obbligazionari, di cui uno per 195 milioni di euro emesso da Slovenské elektrárne nel 2004 e in scadenza nel 2011, e un altro per un controvalore residuo di 51 milioni di euro emesso da Fortuna con scadenza nel 2013.
Si evidenzia infine che la linea di credito rotativa da 5 miliardi di euro a 5 anni (rinnovabile per ulteriori 2), stipulata da Enel SpA nel mese di novembre 2005, risulta essere inutilizzata e integralmente disponibile al 31 dicembre 2006.

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria, tra il saldo contabile e il *fair value* dell'indebitamento a lungo termine, comprensivo della quota in scadenza nei prossimi 12 mesi.

Milioni di euro	Saldo contabile	*Fair value*	Saldo contabile	*Fair value*
	al 31.12.2006		al 31.12.2005	
Obbligazioni:				
> a tasso fisso	5.771	5.938	5.792	6.235
> a tasso variabile	2.663	2.699	2.738	2.826
Totale	**8.434**	**8.637**	**8.530**	**9.061**
Finanziamenti bancari:				
> a tasso fisso	130	133	166	173
> a tasso variabile	3.780	3.785	3.015	3.012
Totale	**3.910**	**3.918**	**3.181**	**3.185**
Debiti verso altri finanziatori:				
> a tasso fisso	132	135	138	138
> a tasso variabile	41	41	53	53
Totale	**173**	**176**	**191**	**191**
TOTALE	**12.517**	**12.731**	**11.902**	**12.437**

Nelle successive tabelle sono indicate le variazioni intervenute nell'esercizio nei finanziamenti a lungo termine distinguendo tra quote con scadenza superiore a 12 mesi e quote correnti.

Finanziamenti a lungo termine (escluse le quote correnti)

Milioni di euro	Saldo contabile al 31.12.2006	Saldo contabile al 31.12.2005	2006-2005
Obbligazioni:			
> a tasso fisso	5.735	5.495	240
> a tasso variabile	2.640	2.548	92
Totale	8.375	8.043	332
Finanziamenti bancari:			
> a tasso fisso	91	127	(36)
> a tasso variabile	3.586	2.655	931
Totale	3.677	2.782	895
Debiti verso altri finanziatori:			
> a tasso fisso	104	96	8
> a tasso variabile	38	46	(8)
Totale	142	142	-
TOTALE	12.194	10.967	1.227

Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine

Milioni di euro	Saldo contabile al 31.12.2006	Saldo contabile al 31.12.2005	2006-2005
Obbligazioni:			
> a tasso fisso	36	297	(261)
> a tasso variabile	23	190	(167)
Totale	59	487	(428)
Finanziamenti bancari:			
> a tasso fisso	39	39	-
> a tasso variabile	194	360	(166)
Totale	233	399	(166)
Debiti verso altri finanziatori:			
> a tasso fisso	28	42	(14)
> a tasso variabile	3	7	(4)
Totale	31	49	(18)
TOTALE	323	935	(612)

Al 31 dicembre 2006 il 57% dell'indebitamento finanziario netto, pari a 11.690 milioni di euro (12.312 milioni di euro al 31 dicembre 2005), è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura in derivati su tassi 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 2006 risulta pari al 23%. 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 20%.

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (*covenant*) in capo alle società debitrici (Enel SpA e le altre società del Gruppo) e in alcuni casi in capo a Enel SpA nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. I principali *covenant* sull'indebitamento di Enel fanno riferimento alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* e ai finanziamenti erogati dalla BEI. Nessuno di tali *covenant* risulta a oggi disatteso.

Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* possono essere riassunti come segue:

> clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non può creare o mantenere in essere (se non per effetto di disposizione di legge) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi prestito obbligazionario quotato o che si preveda venga quotato, a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;

> clausole "*pari passu*", in base alle quali i titoli costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" con gli 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, modifica 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.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2005, in relazione alle disposizioni Consob del 28 luglio 2006.

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Denaro e valori in cassa	6	4	2
Depositi bancari e postali	541	472	69
Titoli	25	32	(7)
Totale disponibilità liquide e mezzi equivalenti	**572**	**508**	**64**
Crediti finanziari verso collegate	10	3	7
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	211	374	(163)
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	30	3	27
Totale titoli e crediti finanziari a breve termine	**251**	**380**	**(129)**
Debiti verso banche	(542)	(970)	428
Commercial paper	(531)	(275)	(256)
Quota corrente di finanziamenti bancari	(233)	(399)	166
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(59)	(487)	428
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(31)	(49)	18
Altri debiti finanziari correnti	(13)	(116)	103
Totale debiti finanziari a breve termine	**(1.409)**	**(2.296)**	**887**
Posizione finanziaria corrente netta	**(586)**	**(1.408)**	**822**
Crediti finanziari a lungo termine	**1.090**	**63**	**1.027**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(3.677)	(2.782)	(895)
Obbligazioni	(8.375)	(8.043)	(332)
Debiti verso altri finanziatori	(142)	(142)	-
Totale debiti finanziari a lungo termine	**(12.194)**	**(10.967)**	**(1.227)**
Posizione finanziaria non corrente netta	**(11.104)**	**(10.904)**	**(200)**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA COMPLESSIVA	**(11.690)**	**(12.312)**	**622**

28. **TFR e altri benefici ai dipendenti** – *Euro 2.633 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 gli 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 delle passività attuariali nette con le passività rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2005.

Milioni di euro	Benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine		Benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti	
	2006	**2005**	**2006**	**2005**
Variazioni nella passività attuariale:				
Passività attuariale a inizio esercizio	1.783	1.977	1.199	1.237
Costo normale	83	95 (1)	9	9 (1)
Oneri finanziari	74	68 (1)	48	49 (1)
Erogazioni	(162)	(232)	(58)	(54)
Altri movimenti	(64)	-	(6)	-
Variazione area di consolidamento	37	(113)	6	(61)
(Utili)/Perdite attuariali	(31)	(12)	3	19
(Utili)/Perdite su cambi	3	-	1	-
Passività attuariale a fine esercizio	1.723	1.783	1.202	1.199
Variazioni delle attività a servizio dei piani:				
Fair value delle attività a inizio esercizio	281	172	23	23
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani	14	12	-	1
Utili/(Perdite) attuariali	(2)	(9)	-	-
Contributi versati dalla società	26	15	1	-
Altri movimenti	-	109	-	-
Benefici liquidati	(24)	(18)	(1)	(1)
Fair value delle attività a fine esercizio	295	281	23	23
Riconciliazione del valore contabile:				
Passività attuariale netta a fine esercizio	1.428	1.502	1.179	1.176
(Utili)/Perdite non riconosciuti	(29)	(3)	3	19
Passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio	1.457	1.505	1.176	1.157

(1) Includono le Divisioni Telecomunicazioni e Reti di Trasmissione fino alla data del loro deconsolidamento.

Le passività rilevate in bilancio sono esposte al netto delle attività al servizio dei piani, il cui *fair value* alla fine dell'esercizio è pari a 318 milioni di euro, e degli utili attuariali netti non riconosciuti pari a 26 milioni di euro. Il tasso di rendimento atteso utilizzato nella stima dei *fair value* di tali attività è pari al 4,5% (4,2% nel 2005).

I costi per benefici ai dipendenti rilevati nel 2006 sono pari a 186 milioni di euro (257 milioni di euro nel 2005), di cui 108 milioni di euro per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari (117 milioni di euro nel 2005) e 78 milioni di euro rilevati tra i costi del personale. In particolare, il costo per *termination benefit* rilevato nel 2006 ammonta a 101 milioni di euro di cui 37 milioni di euro per oneri di attualizzazione.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono evidenziate nella seguente tabella.

	2006	2005
Tasso di attualizzazione	4,25%	4,00%
Tasso di incremento delle retribuzioni	3,00%	3,00%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,00%	3,00%

29. **Fondi rischi e oneri** – *Euro 4.151 milioni*

Milioni di euro	Accantonamenti	Rilasci	Variazione area di consolidam.	Utilizzi e altri movimenti	
al 31.12.2005					al 31.12.2006
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:					
> *decommissioning* nucleare	123	-	1.893	173	2.189
> smantellamento e ripristino impianti	16	-	169	11	223
> contenzioso legale	62	(22)	7	(40)	348
> oneri emissioni CO_2	9	(108)	-	(120)	9
> altri	215	(61)	436	(180)	960
Totale	**425**	**(191)**	**2.505**	**(156)**	**3.729**
Fondo oneri per incentivi all'esodo	400	-	21	(120)	422
TOTALE	**825**	**(191)**	**2.526**	**(276)**	**4.151**

Fondo per *decommissioning* nucleare

Il fondo per "*decommissioning* nucleare" si riferisce agli impianti V1 e V2 a Jasklovske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce e include:

> fondo per smaltimento scorie nucleari: ammonta al 31 dicembre 2006 a 288 milioni di euro e si riferisce ai costi per trasporto, trattamento e immagazzinaggio delle scorie nucleari. La stima dell'onere è stata effettuata considerando le obbligazioni a carico di Slovenské elektrárne così come definite dalla legislazione slovacca in materia;

> fondo per smaltimento combustibile nucleare esausto: ammonta al 31 dicembre 2006 a 1.222 milioni di euro ed è relativo alla stima dei costi di trasporto e immagazzinaggio del combustibile nucleare consumato. Tale stima è effettuata in base a valutazioni tecniche e finanziarie dei costi di costruzione dei magazzini di stoccaggio;

> fondo smantellamento impianti nucleari: al 31 dicembre 2006 ammonta a 679 milioni di euro e accoglie la stima dei costi di smantellamento degli impianti effettuata in base a valutazioni tecniche e finanziarie che tengono conto sia degli investimenti necessari per lo smantellamento stesso, valutati anche attraverso analisi comparative, sia dei piani operativi fissati in tema di *decommissioning* dalle autorità slovacche preposte al controllo di tale attività.

I tempi stimati per l'esborso finanziario degli oneri sopra citati 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 4,2% e il 4,5%.

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; l'incremento registrato nel 2006, pari a 196 milioni di euro, è da riferire a Slovenské elektrárne per 190 milioni di euro (di cui 169 milioni di euro alla data di acquisizione), relativi alle centrali termoelettriche di Novany e Vojany.

Fondo contenzioso legale

Il fondo "contenzioso legale" è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre all'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni.

Altri fondi rischi e oneri futuri

Gli "altri" fondi si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio, a contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura.

Fondo oneri per incentivo all'esodo

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo" accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

30. **Passività per imposte differite** – *Euro 2.504 milioni*

Si forniscono in dettaglio i movimenti delle "Passività per imposte differite", per tipologia di differenza temporale, determinati sulla base delle aliquote fiscali vigenti.

Milioni di euro		Increm./(Decrem.) con imputazione a Conto economico	Altri movimenti	
	al 31.12.2005			al 31.12.2006
Natura delle differenze temporanee:				
> differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	1.900	127	(14)	2.013
> proventi a tassazione differita	57	(43)	6	20
> allocazione eccessi di costo a elementi dell'attivo	97	(4)	7	100
> valutazione strumenti finanziari	96	(41)	(5)	50
> altre partite	314	8	(1)	321
Totale	**2.464**	**47**	**(7)**	**2.504**

La voce, pari a 2.504 milioni di euro al 31 dicembre 2006, accoglie le imposte differite relative prevalentemente 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.

31. **Passività finanziarie non correnti** – *Euro 116 milioni*

Sono costituite dalla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge*. Nella tabella che segue sono riportati il relativo valore nozionale e il *fair value*.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Derivati *cash flow hedge*:					
> tassi	2.238	3.749	116	262	(146)
Totale	**2.238**	**3.749**	**116**	**262**	**(146)**

I contratti derivati in essere al 31 dicembre 2006 riguardano essenzialmente la copertura del rischio di tasso di interesse su alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile. Il *fair value* negativo di tali posizioni, dovuto principalmente alla notevole riduzione dei tassi di interesse di mercato verificatasi negli ultimi anni, viene in larga misura compensato dalla riduzione degli oneri finanziari relativi alle passività coperte.

Il decremento dell'esercizio in termini sia di nozionale sia di relativo *fair value* è avvenuto essenzialmente a seguito dell'incremento dei tassi di interesse di mercato verificatosi nel corso del 2006.

32. **Altre passività non correnti** – *Euro 1.044 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Passività operative differite	1.014	828	186
Altre partite	30	18	12
Totale	**1.044**	**846**	**198**

La variazione delle "Passività operative differite" riflette sostanzialmente l'incremento dei ricavi per allacciamento differiti, nonché dei contributi che la Cassa Conguaglio riconoscerà a Enel a fronte dell'annullamento dei titoli relativi ai progetti di efficienza energetica realizzati o acquistati.

Passività correnti

33. **Finanziamenti a breve termine** – *Euro 1.086 milioni*

Al 31 dicembre 2006 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 1.086 milioni di euro, registrando una riduzione di 275 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*
	al 31.12.2006		al 31.12.2005		2006-2005	
Debiti verso banche a breve termine	542	542	970	970	(428)	(428)
Commercial paper	531	531	275	275	256	256
Altri debiti finanziari a breve termine	13	13	116	116	(103)	(103)
Indebitamento finanziario a breve	**1.086**	**1.086**	**1.361**	**1.361**	**(275)**	**(275)**

I debiti rappresentati da "*Commercial paper*" si riferiscono alle emissioni in essere a fine esercizio nell'ambito del programma di 4.000 milioni di euro lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International con la garanzia di Enel SpA.
Al 31 dicembre 2006 l'utilizzo del programma è pari a 531 milioni di euro. Il valore nozionale delle *commercial paper*, pari a 535 milioni di euro, è denominato in euro (per 202 milioni di euro), in sterline (per un controvalore pari a 48 milioni di euro), in dollari statunitensi (per un controvalore pari a 251 milioni di euro) e in franchi svizzeri (per un controvalore pari a 34 milioni di euro). Le emissioni in divise diverse dall'euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di *currency swap*.

34. **Debiti commerciali** – *Euro 6.188 milioni*

La voce, pari a 6.188 milioni di euro, accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse, registrando un decremento di 422 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005.

35. **Passività finanziarie correnti** – *Euro 941 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Passività finanziarie differite	177	176	1
Contratti derivati	753	103	650
Altre partite	11	15	(4)
Totale	**941**	**294**	**647**

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei "Contratti derivati".

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Derivati *cash flow hedge*:					
> tassi	2	191	-	10	(10)
> cambi	1	20	-	-	-
Totale	**3**	**211**	**-**	**10**	**(10)**
Derivati di *trading*:					
> tassi	309	610	26	55	(29)
> cambi	1.340	1.147	24	15	9
> *commodity*	4.730	125	698	13	685
> altro	-	-	5	10	(5)
Totale	6.379	**1.882**	753	**93**	**660**
TOTALE	**6.382**	**2.093**	**753**	**103**	**650**

I derivati di *trading* su tassi e cambi 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 princípi contabili per il trattamento in *hedge accounting*.

I derivati di *trading* su *commodity* si riferiscono a:

> operazioni di *trading* di combustibili per un valore nozionale di 444 milioni di euro e un *fair value* di 28 milioni di euro;

> "Contratti per differenza a una via" che presentano un valore nozionale pari a 3.219 milioni di euro e un *fair value* di 123 milioni di euro;

> operazioni di *trading* di energia per un valore nozionale netto di circa 55 milioni di euro e un *fair value* di 7 milioni di euro;

> derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un valore nozionale di 1.012 milioni di euro e un *fair value* di 540 milioni di euro.

36. **Altre passività correnti** – *Euro 4.106 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Debiti diversi verso clienti	1.572	1.755	(183)
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	948	406	542
Debiti verso il personale	341	353	(12)
Debiti tributari diversi	221	199	22
Debiti verso istituti di previdenza	147	144	3
Altri	877	533	344
Totale	**4.106**	**3.390**	**716**

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 848 milioni di euro relativi a importi ricevuti dai clienti in forza del contratto di somministrazione dell'energia. Tali depositi, sull'utilizzo dei quali non esistono restrizioni, a seguito della sottoscrizione vengono classificati tra le passività correnti in quanto la società non ha un diritto incondizionato di differirne il rimborso oltre i 12 mesi.
I "Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico" si incrementano sostanzialmente per effetto dell'aumento, pari a 526 milioni di euro, del debito relativo ad alcune componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema e alla perequazione costi.

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 Italia 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 Italia, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale a Terna, acquistano energia elettrica dal Gestore del Mercato Elettrico e vendono 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:

	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi
	al 31.12.2006		2006	
Acquirente Unico	483	2.017	12.309	1.749
GME	968	352	1.579	6.274
Terna	357	394	1.919	2.062
GSE	263	354	27	539
Eni	39	191	1.502	199
Poste Italiane	-	41	145	15
Totale	**2.110**	**3.349**	**17.481**	**10.838**

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate, rispettivamente in essere al 31 dicembre 2006 e intrattenuti nel corso dell'esercizio.

	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi
	al 31.12.2006		2006	
Cesi	1	17	15	1
Società minori	16	1	3	7
Totale	**17**	**18**	**18**	**8**

Si ricorda infine che nell'ambito delle regole di *corporate governance*, di cui si è dotato il Gruppo Enel che sono dettagliate nello specifico capitolo allegato al 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 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.

Milioni di euro

	al 31.12.2006
Garanzie prestate:	
> fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	1.356
Impegni assunti verso fornitori per:	
> acquisti di energia elettrica	4.592
> acquisti di combustibili	33.024
> forniture varie	6.177
> appalti	1.827
> altre tipologie	258
Totale	45.878
TOTALE	**47.234**

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 1.356 milioni di euro e si riferiscono per 737 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 6 anni e 6 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:

> 2007: 74 milioni di euro;

> 2008: 73 milioni di euro;

> 2009: 74 milioni di euro;

> 2010: 68 milioni di euro;

> 2011: 55 milioni di euro.

Gli impegni per energia elettrica si riferiscono in prevalenza a importazioni da Francia, Svizzera e Germania e sono tutti relativi al periodo 2007-2011.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri e dei cambi in essere alla fine dell'esercizio (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 31 dicembre 2006 a 33.024 milioni di euro, di cui 13.930 milioni di euro relativi al periodo 2007-2011, 11.982 milioni di euro relativi al periodo 2012-2016, 6.912 milioni di euro al periodo 2017-2021 e i rimanenti 200 milioni di euro con scadenza successiva.

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 (Autorità) 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 di norma favorevole alla Società, tranne 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.

Vanno segnalate anche controversie concernenti i campi elettromagnetici delle cabine di media e bassa tensione poste all'interno di edifici, peraltro sempre rispettosi dei limiti di induzione previsti dalla normativa nazionale.

La situazione relativa al presente 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, il DPCM 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, 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), né sono stati definiti, ai sensi del menzionato DPCM 8 luglio 2003, i criteri di misurazione dei suddetti parametri e di calcolo delle fasce di rispetto.

Sono pendenti inoltre 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 alla 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 "provvisionale" – una somma pari a circa 2,5 milioni di euro.

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, ancorché a oggi non quantificabili.

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 (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 data del 31 dicembre 2006 risultano promossi oltre 90.000 giudizi (concentrati essenzialmente innanzi ai Giudici di Pace delle Regioni del Sud Italia) volti a richiedere gli indennizzi automatici/forfettari sulla base delle citate delibere dell'Autorità e delle Carte del servizio elettrico o il risarcimento di asseriti danni conseguenti alla interruzione di energia. Enel Distribuzione ha contestato tali richieste con le seguenti argomentazioni: in primo luogo, si è precisato che le delibere dell'Autorità, 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 Autorità 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 del tutto estranei alle dette società. Nell'ambito del contenzioso in esame, al 31 dicembre 2006 risultano emanate dai Giudici di Pace oltre 39.000 sentenze, con prevalenza di quelle di accoglimento della domanda di risarcimento, i cui oneri potranno essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. I Giudici di Tribunale che si sono pronunciati in sede di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione motivando sia in relazione alla carenza di prova dei danni denunciati, sia riconoscendo l'estraneità della società all'evento. Le poche sentenze sfavorevoli a Enel Distribuzione (tutte concentrate in Calabria) sono state impugnate davanti alla Corte di Cassazione.

Estensione dell'applicazione dell'imposta comunale sugli immobili ("ICI")

L'art. 1 *quinquies* del decreto legge 31 marzo 2005, n. 44 (convertito nella legge n. 88/2005), ha disposto che l'art. 4 della legge catastale n. 652 del 13 aprile 1939 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".
Per effetto della menzionata previsione normativa, la cui natura interpretativa è stata confermata da una recente sentenza della Cassazione, la rendita catastale degli immobili che costituiscono impianti destinati alle esigenze di generazione elettrica deve essere determinata tenendo conto anche delle parti rimovibili degli impianti stessi. Conseguentemente il Gruppo Enel potrebbe essere tenuto a corrispondere agli enti locali impositori una maggiore ICI per gli esercizi futuri.
La sentenza citata, tuttavia, nulla ha stabilito in relazione ai criteri di determinazione del valore da attribuire a queste componenti della rendita catastale, ma, allo scopo, ha rimesso la causa alla Commissione Tributaria Regionale territorialmente competente. Si fa notare, inoltre, che la Commissione Tributaria Regionale dell'Emilia Romagna, con ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13 luglio 2006, ha rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1 *quinquies* citato, ritenendola rilevante e non manifestamente infondata.
Il Gruppo Enel, pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continuerà a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio a queste parti d'impianto, ma ha comunque provveduto all'adeguamento del Fondo rischi e oneri in misura adeguata a contrastare l'eventuale rischio totale di soccombenza. Non ha 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 in maggior parte riguarderebbero impianti di minori dimensioni.

Circolare INPS n. 63 del 6 maggio 2005 in tema di obblighi contributivi

Cassa Integrazione Guadagni (CIG), Cassa Integrazione Guadagni Straordinaria (CIGS), Disoccupazione Involontaria (DS) e Mobilità

In data 6 maggio 2005 l'Istituto Nazionale Previdenza Sociale (INPS) ha emanato una circolare in tema di obblighi contributivi Cassa Integrazioni Guadagni (CIG), Cassa Integrazioni Guadagni Straordinaria (CIGS), Disoccupazione Involontaria (DS) e Mobilità con la quale, nel definire la materia, ha precisato che gli obblighi contributivi per CIG, CIGS, DS e Mobilità sarebbero applicabili anche nei confronti delle aziende di Stato e degli enti pubblici nazionali svolgenti attività industriali, con capitale non più interamente pubblico. Tra tali soggetti sarebbero ricompresi anche Enel e le società dalla stessa costituite in attuazione del decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999, sia per il periodo successivo alla data di emanazione della circolare in questione sia per i periodi pregressi, a partire dalla data in cui il capitale sociale delle stesse ha cessato di essere interamente in mano pubblica (per Enel a partire dall'offerta pubblica di vendita del novembre 1999).
Più precisamente, ai sensi della menzionata circolare, Enel SpA sarebbe tenuta

unicamente al versamento dei contributi per CIG e CIGS, mentre le società dalla stessa costituite in attuazione del suddetto decreto legislativo sarebbero tenute anche al pagamento dei contributi per DS e Mobilità.

Il Gruppo Enel ritiene di non essere assoggettabile ai suddetti obblighi contributivi per carenza dei presupposti. In particolare, per quanto riguarda il periodo pregresso, il Gruppo Enel contesta il pagamento dei contributi anche perché – se questi fossero dovuti – non sarebbe stato messo in condizione di utilizzare le prestazioni cui gli stessi si riferiscono.

La circolare è stata impugnata, anche in via cautelare, innanzi ai giudici amministrativi con contestuale richiesta della sospensione della sua efficacia; l'istanza di sospensione della sua efficacia è stata respinta, ritenendo il TAR che la materia rientri nella competenza esclusiva del giudice ordinario. Enel ha così proposto azione innanzi al Giudice del Lavoro, al fine di accertare l'inesistenza a suo carico dell'obbligo contributivo relativo a CIG, CIGS e Mobilità. Il giudizio è tuttora pendente.

L'INPS, in considerazione della complessità di tali tematiche e in relazione alla necessità di ulteriori approfondimenti, ha – in un primo momento – differito il termine per la regolarizzazione dei versamenti contributivi per il periodo pregresso; quindi ha ritenuto necessario richiedere, al riguardo, un parere al Consiglio di Stato, prorogando il termine per la regolarizzazione fino all'acquisizione del parere stesso. Nell'adunanza dell'8 febbraio 2006 la seconda sezione del Consiglio di Stato ha reso tale parere, ritenendo, in particolare, che la circolare non possa produrre effetti retroattivi e che non ci siano le condizioni per applicare sanzioni di qualsiasi natura, e ritenendo quindi necessario che la circolare venga opportunamente integrata e corretta.

Quanto alla contribuzione per la DS, e quindi la Mobilità (in quanto dovuta solo in presenza della base imponibile DS), il Ministero del Lavoro, all'esito di un'indagine ispettiva avviata nel dicembre 2005, volta ad accertare la perdurante sussistenza delle condizioni per l'esonero contributivo per Enel SpA e le società costituite in attuazione del decreto legislativo n. 79/1999, ha emesso, in data 1° agosto 2006, un decreto con il quale ha confermato l'esonero dall'obbligo dell'assicurazione contro la disoccupazione involontaria (e quindi la Mobilità), sia per Enel SpA sia per le società dalla stessa derivate e ancora facenti parte del Gruppo Enel, fin dall'inizio della loro attività. Il riconoscimento di detto esonero contributivo ha effetti anche sul contributo per la Mobilità, la cui base di calcolo è costituita dal monte retributivo complessivo assoggettato a contribuzione per la DS.

Peraltro, pur in presenza di un quadro complessivo favorevole a Enel e in difformità con il parere reso dal Consiglio di Stato (i cui argomenti sono stati recepiti dal Giudice del Lavoro di Roma nella sentenza n. 2384 dell'8 febbraio 2007 in causa Acea/INPS) e con le risultanze del decreto emesso dal Ministero del Lavoro, nel corso del 2006 e dei primi mesi del 2007 sono pervenute diverse cartelle esattoriali con le quali

viene richiesto il pagamento di contributi, relativi a periodi pregressi, per CIG, CIGS, Mobilità e DS. Tali cartelle sono state oggetto di sospensione amministrativa a iniziativa dello stesso INPS o con provvedimento del Giudice del Lavoro innanzi al quale Enel ha impugnato le cartelle pervenute. Pertanto, allo stato, pare ragionevole ipotizzare come remota una potenziale passività al riguardo.

Indagini in corso da parte della Procura di Milano e della Corte dei Conti

Nel febbraio 2003 la Procura della Repubblica di Milano ha avviato un procedimento, non ancora concluso, 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. In conformità alle deliberazioni assunte dai Consigli di Amministrazione di Enel, di Enelpower ed Enel Produzione, sono state avviate specifiche iniziative nei confronti dei fornitori responsabili, che hanno portato alla definizione di accordi transattivi con Siemens e Alstom.
Sulla base dei fatti emersi nell'ambito del suddetto procedimento penale, la Corte dei Conti ha citato in giudizio l'ex Amministratore Delegato e un ex dirigente della società Enelpower, nonché l'ex Presidente della società Enel Produzione per l'accertamento di una loro eventuale responsabilità (amministrativa patrimoniale) in relazione a un danno patrimoniale all'Erario. Enel, Enelpower ed Enel Produzione sono intervenuti nel giudizio a sostegno della Procura Regionale. Con sentenza del 22 febbraio 2006 la Corte dei Conti, ritenuta la responsabilità degli ex Amministratori e dirigenti già citati in giudizio, ha riconosciuto in favore di Enelpower un risarcimento complessivo di circa 14 milioni di euro. La sentenza è stata impugnata avanti la Sezione Giurisdizionale Centrale di Appello della Corte dei Conti di Roma dove è tuttora pendente.
Inoltre, in parallelo al giudizio di cui sopra, Enel Produzione ed Enelpower hanno promosso un'azione revocatoria nei confronti degli aventi causa dell'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione, dell'ex Amministratore Delegato e dell'ex dirigente di Enelpower e hanno ottenuto l'inefficacia nei loro confronti di alcuni atti di dismissione di cespiti.

Centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Nord

Trasformazione a carbone - Realizzazione opere a mare - Provvedimenti della Regione Lazio del 10 febbraio 2006 e del 31 marzo 2006 - Sospensione lavori e diniego di autorizzazione ai dragaggi

Con provvedimenti del 10 febbraio 2006 e con successivi atti del 28 e del 31 marzo 2006 la Regione Lazio ha disposto la sospensione dei lavori di realizzazione delle opere a mare per la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord sulla base di una presunta situazione di pericolo e danno ambientale e successivamente ha negato anche l'autorizzazione all'esecuzione dei previsti dragaggi in mare.

La sospensione disposta ha comportato il blocco dei lavori relativi alle opere a mare. Contro tali provvedimenti Enel ha proposto ricorsi al TAR del Lazio chiedendone la sospensione dell'efficacia. Con ordinanza resa all'udienza del 20 aprile 2006, il TAR del Lazio, nel ritenere l'assenza di poteri della Regione in merito, ha accolto l'istanza di sospensione cautelare consentendo così la ripresa dei lavori. Successivamente, con sentenza n. 4731, del 16 giugno 2006, il TAR del Lazio ha deciso nel merito la controversia accogliendo integralmente il primo ricorso di Enel relativo alla sospensione dei lavori, accogliendo parzialmente il secondo ricorso di Enel relativo alle operazioni di dragaggio, conseguentemente annullando il diniego di autorizzazione della Regione nella parte in cui esso non consentiva i dragaggi previsti dal Decreto di Valutazione di Impatto Ambientale del 2003 relativo al progetto di conversione. Il TAR del Lazio ha pertanto confermato la legittimità dell'operato di Enel in relazione alle attività di dragaggio già effettuate e in corso di effettuazione, in quanto già oggetto di specifica valutazione di impatto ambientale e comprese nel decreto di autorizzazione alla riconversione della centrale. Detta sentenza, non essendo stata appellata nei termini di legge, è divenuta definitiva e inoppugnabile.

40. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Accordi per la realizzazione di impianti eolici in USA e Canada

Il 5 gennaio 2007 Enel, tramite la controllata Enel North America, ha firmato una serie di accordi per la realizzazione di due campi eolici negli Stati Uniti e in Canada e per la fornitura dell'energia prodotta dagli impianti, che raggiungeranno una potenza rispettivamente pari a un massimo di 250 MW e 27 MW.
In particolare, il progetto Smoky Hills, in Kansas (USA), sarà costruito in più fasi, la prima delle quali, per 100,8 MW, sarà operativa entro la fine del 2007. A regime il progetto avrà una capacità massima di 250 MW.
Inoltre, NeWind, società operante in Canada e interamente controllata da Enel North America, ha firmato un contratto di fornitura elettrica alla Newfoundland e Labrador Hydro attraverso la costruzione, la gestione e la vendita di elettricità per 27 MW del progetto eolico di St. Lawrence, che produrrà circa 100.000 MWh l'anno e sarà operativo entro la fine del 2008.

Aumento nella partecipazione in Fortuna

In data 2 febbraio 2007 Enel, attraverso la controllata olandese Enel Investment Holding, ha acquisito l'intero capitale della società panamense Globeleq Holdings Fortuna (una società registrata a Panama) da Globeleq, società attiva nel settore elettrico dei mercati emergenti. Grazie a questa transazione Enel, cui è affidata la gestione operativa dell'impianto idroelettrico denominato "Fortuna", aumenta

dal 24,5% al 49% la sua partecipazione indiretta nella società di generazione idroelettrica panamense, e dispone del pieno controllo operativo di Fortuna. Il corrispettivo versato da Enel Investment Holding per l'acquisto è di 161,3 milioni di dollari statunitensi, pari a circa 124,5 milioni di euro al cambio corrente.

Acquisizione di azioni Endesa

In data 27 febbraio 2007 Enel, attraverso la controllata Enel Energy Europe (EEE), ha acquistato 105.800.000 azioni di Endesa SA (Endesa), il principale operatore elettrico spagnolo, pari al 9,99% del relativo capitale sociale, al prezzo di 39 euro ad azione e per un corrispettivo complessivo di 4.126,2 milioni di euro. L'acquisto delle azioni di Endesa è stato realizzato attraverso una transazione fuori mercato con investitori istituzionali, è stata finanziata con il *cash flow* e le linee di credito esistenti ed è stata condotta senza alcun collegamento con altri azionisti di Endesa.
In seguito, in data 1° marzo 2007, EEE ha concluso un contratto di *share swap* con UBS Limited il cui sottostante è rappresentato da un massimo di 74.112.648 azioni di Endesa (pari al 7% del relativo capitale sociale).
La modalità di liquidazione è per differenza (*cash settlement*), con un'opzione per EEE di richiedere la liquidazione per consegna di azioni Endesa, condizionata, tra gli altri requisiti, all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative per effettuare il relativo acquisto. In esecuzione di tale contratto di *share swap*, EEE ha già contrattato coperture finanziarie per lo stesso totale di 74.112.648 azioni Endesa, a un prezzo medio di 39 euro per azione.
Nella stessa data Enel, oltre ad aver richiesto ai competenti organi del Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio l'autorizzazione all'esercizio dei diritti sociali sull'intera partecipazione posseduta in Endesa, ha richiesto alla Comisión Nacional de la Energia (CNE):

> l'autorizzazione ad acquistare azioni di Endesa per più del 10% del capitale sociale e fino al limite (attualmente fissato al 24,99% del capitale stesso) oltre il quale diventa obbligatorio effettuare una offerta pubblica di acquisto in base alle norme di legge e di regolamento;
> la rimozione di tutti gli eventuali limiti all'esercizio dei diritti sociali come azionista di Endesa in relazione alla qualificazione di quest'ultima come "operatore principale".

Successivamente, mediante tre operazioni effettuate in data 1°, 2 e 12 marzo, EEE ha concluso contratti di *share swap* con Mediobanca il cui sottostante è rappresentato da un massimo di 84.488.949 azioni di Endesa (pari al 7,99% del relativo capitale sociale). Le modalità di liquidazione sono le medesime dell'altro contratto derivato stipulato con UBS.

Alla data odierna Enel è proprietaria, attraverso la controllata EEE, del 9,99% del capitale sociale di Endesa; dispone inoltre di contratti derivati il cui sottostante è rappresentato da un ulteriore 14,99% del capitale della stessa società.

Sottoscrizione di un *memorandum* con RosAtom

In data 14 marzo 2007 Enel e l'Agenzia Federale per l'Energia Nucleare della Federazione Russa (RosAtom) hanno firmato un *Memorandum of Understanding* per lo sviluppo del sistema elettrico e della generazione nucleare in Russia e nell'Europa centro-orientale.

Con questo accordo RosAtom ed Enel esprimono la volontà di sviluppare una collaborazione anche con investimenti comuni e partecipazioni nei rispettivi *asset* nella:

> realizzazione di nuovi impianti nucleari di generazione;

> gestione e rafforzamento delle reti di trasporto dell'energia elettrica;

> gestione di centrali nucleari già esistenti.

Acquisto di AMP Resources

In data 20 marzo 2007 Enel, attraverso la controllata Enel North America, ha acquistato AMP Resources LLC (AMP) da AMP Capital Partners e da un altro investitore di minoranza. L'acquisizione comprende un progetto geotermico già operativo e quattro progetti in stato avanzato di sviluppo per una capacità di circa 150 MW che Enel North America completerà nei prossimi quattro anni.

I progetti, situati in Nevada, California e Utah, dovrebbero generare, una volta operativi, energia rinnovabile sufficiente a soddisfare il fabbisogno annuale di circa 100.000 famiglie statunitensi.

Partnership con Duferco

In data 21 marzo 2007 Enel ha siglato un accordo di *partnership* con Duferco, uno dei maggiori gruppi siderurgici europei e primo produttore e commercializzatore di acciaio e semilavorati in acciaio attivo in Vallonia (Belgio).

La *partnership* partirà con un progetto finalizzato alla costruzione di una centrale a gas con tecnologia a ciclo combinato, della potenza di circa 420 MW netti, e di una centrale che riutilizza i gas siderurgici di circa 65 MW presso il sito industriale di Marcinelle-Marchienne. Le centrali in progetto, oltre a coprire il fabbisogno energetico del gruppo Duferco in Belgio, metteranno nuova capacità produttiva a disposizione del mercato. A tal proposito, i due *partner* prevedono la creazione di apposite strutture per la vendita dell'elettricità, oltre allo sviluppo di ulteriori opportunità relative ad altri progetti nella regione.

Accordo con il gruppo Acciona per la gestione congiunta di Endesa

In data 26 marzo 2007 Enel ha siglato un accordo con Acciona, uno dei principali gruppi spagnoli operante in campo internazionale nello sviluppo e nella gestione di infrastrutture, servizi ed energia da fonti rinnovabili, per la gestione congiunta di Endesa, che, grazie alle sinergie e alla condivisione delle rispettive esperienze, permetterà di contribuire allo sviluppo futuro della società elettrica spagnola.
L'accordo è soggetto alla condizione che E.On non acquisisca più del 50% del capitale di Endesa.

Progetto "Archimede" con Enea

In data 26 marzo 2007 Enel ha firmato con Enea (l'Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente) un protocollo di intesa per rendere operativo il progetto "Archimede". Tale progetto consiste nella costruzione di un impianto presso la centrale Enel di Priolo Gargallo (SR) che rappresenta la prima applicazione a livello mondiale di integrazione tra ciclo combinato a gas e un impianto solare termodinamico e che incrementerà la potenza della centrale di circa 5 MW.
L'investimento complessivo per la realizzazione è di oltre 40 milioni di euro, mentre l'entrata in esercizio dell'impianto è prevista entro il 2009.

Accordo tra Enel, Acciona ed E.On

In data 2 aprile 2007 Enel e Acciona hanno firmato un accordo con E.On in base al quale quest'ultima si impegna a ritirare la sua OPA su Endesa e, nel contempo, Enel e Acciona si impegnano a cedere a E.On alcuni *asset* di proprietà di Endesa e di proprietà di Enel, previo raggiungimento dell'effettivo controllo su Endesa da attuarsi anche tramite apposita OPA e coerentemente con il citato accordo del 26 marzo 2007.
Il trasferimento dei citati *asset* a E.On avrà luogo una volta che Acciona ed Enel avranno il controllo di Endesa e la transazione venga approvata dagli organi sociali di Endesa e riceva le necessarie autorizzazioni amministrative.
Il ritiro di E.On dall'OPA su Endesa consente a Enel e Acciona di poter lanciare immediatamente una loro OPA; il prezzo stabilito per tale offerta sarà di almeno 41 euro per azione, più gli interessi che matureranno fino al momento del completamento della stessa.
Enel possiede le capacità tecniche e finanziarie necessarie per far fronte agli impegni derivanti da tale iniziativa.

41. Piani di stock option

Con riferimento ai piani di *stock option* adottati in ambito Enel e ancora in essere al 31 dicembre 2006 si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione nel corso del 2006 dei suddetti piani con le principali assunzioni utilizzate ai fini del calcolo del *fair value*.

Evoluzione dei piani di *stock option*

Numero di opzioni	Piano 2002	Piano 2003	Piano 2004	Piano 2006	Totale
Opzioni assegnate al 31 dicembre 2004	41.748.500	47.624.005	38.527.550	-	**127.900.055**
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2004	24.104.556	16.342.119	-	-	**40.446.675**
Opzioni decadute al 31 dicembre 2004	4.824.000	3.237.700	1.231.000	-	**9.292.700**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2004	12.819.944	28.044.186	37.296.550	-	**78.160.680**
Opzioni esercitate nell'esercizio 2005	10.697.094	14.158.373	12.392.982	-	**37.248.449**
Opzioni decadute nell'esercizio 2005	48.500	50.726	394.500	-	**493.726**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2005	2.074.350	13.835.087	24.509.068	-	**40.418.505**
Nuove opzioni assegnate nel 2006	-	-	-	31.790.000	**31.790.000**
Opzioni esercitate nel 2006	1.319.050	11.726.012	6.079.571	-	**19.124.633**
Opzioni decadute nel 2006	-	60.290	334.300	286.000	**680.590**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2006	755.300	2.048.785	18.095.197	31.504.000	**52.403.282**
Fair value alla data di assegnazione (euro)	0,17	0,37	0,18	0,27	
Volatilità	28%	28%	17%	14%	
Scadenza opzioni	Dicembre 2007	Dicembre 2008	Dicembre 2009	Dicembre 2012	

In data 26 maggio 2006 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Enel ha deliberato l'approvazione del Piano di *stock option* relativo all'anno 2006, attribuendo al Consiglio di Amministrazione i poteri occorrenti alla concreta attuazione di tale Piano, da esercitare nel rispetto dei criteri applicativi fissati dall'Assemblea medesima. In data 4 agosto 2006 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in attuazione del mandato ricevuto dall'Assemblea, ha quindi provveduto ad assegnare n. 31.790.000 opzioni in favore di 461 dirigenti del Gruppo Enel; la verifica del conseguimento degli obiettivi fissati per il Piano 2006 è prevista tra il 2008 e il 2009.

Ai fini della predisposizione dei piani, in base a quanto stabilito dal Consiglio di Amministrazione, i dirigenti sono stati ripartiti in differenti fasce a ognuna delle quali è stata attribuita una diversa quantità di opzioni. Il diritto alla sottoscrizione delle azioni risulta subordinato alla permanenza nel Gruppo dei dirigenti interessati, 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'esercitabilità dei piani è subordinata al verificarsi di determinate condizioni aventi carattere sospensivo concernenti il superamento dell'EBITDA di Gruppo e la *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento indicato nel regolamento attuativo di ciascun piano.

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.

Compensi degli Amministratori, dei Sindaci, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche

Cognome	Nome	Carica ricoperta	Periodo per cui è stata ricoperta la carica	Scadenza della carica	Emolumenti carica (euro)	Benefici non monetari (euro)	*Bonus* e altri incentivi (euro)	Altri compensi (euro)	Totale (euro)
Amministratori e Direttore Generale									
Gnudi	Piero	Presidente	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	735.764,00	11.779,68 (1)	(2)		747.543,68
Conti	Fulvio	A.D. e D.G.	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	600.000,00		(3)	701.678,52 (4)	1.301.678,52
Ballio	Giulio	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	117.000,00				117.000,00
Fantozzi	Augusto	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	116.427,00				116.427,00
Luciano	Alessandro	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	117.000,00				117.000,00
Napolitano	Fernando	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	117.250,00				117.250,00
Taranto	Francesco	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	122.500,00				122.500,00
Tosi	Gianfranco	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	117.500,00				117.500,00
Valsecchi	Francesco	Consigliere	1/2006-12/2006	approv. bil. 2007	117.000,00				117.000,00
Totale compensi Amministratori e D.G.					**2.160.441,00**	**11.779,68**	**-**	**701.678,52**	**2.873.899,20**
Sindaci									
Pinto	Eugenio	Pres. Coll. Sind.	1/2006-12/2006	approv. bil. 2006	85.000,00				85.000,00
Conte	Carlo	Sindaco effettivo	1/2006-12/2006	approv. bil. 2006	70.500,00 (5)				70.500,00
Fontana	Franco	Sindaco effettivo	1/2006-12/2006	approv. bil. 2006	70.500,00				70.500,00
Totale compensi Sindaci					**226.000,00**	-	-	-	**226.000,00**
Dirigenti con responsabilità strategiche (6)			**1/2006-12/2006**					**7.428.332,98**	**7.428.332,98**
Totale complessivo					**2.386.441,00**	**11.779,68**	**-**	**8.130.011,50**	**10.528.232,18**

(1) Polizza assicurativa.

(2) Nel corso del 2007 il Consiglio di Amministrazione provvederà a individuare la parte variabile dell'emolumento da corrispondere al Presidente per l'esercizio 2006 (per un importo non superiore a euro 210.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(3) Nel corso del 2007 il Consiglio di Amministrazione provvederà a individuare la parte variabile dell'emolumento da corrispondere all'Amministratore Delegato per l'esercizio 2006 (per un importo non superiore a euro 600.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(4) Emolumento fisso relativo alla carica di Direttore Generale per il 2006. Nel corso del 2007 il Consiglio di Amministrazione provvederà a individuare la parte variabile dell'emolumento da corrispondere al Direttore Generale per l'esercizio 2006 (per un importo non superiore a euro 700.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(5) Emolumento versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze per l'importo di euro 55.000,00 ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Funzione Pubblica del 1° marzo 2000.

(6) Nel corso dell'esercizio 2006 hanno rivestito la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche: i Direttori di Funzione di Enel SpA, i Direttori di Divisione, il Responsabile del *business development* della Divisione Internazionale e il Responsabile dell'area di *business energy management* della Divisione Generazione ed Energy Management, per un totale di 15 posizioni dirigenziali.

PAGINA BIANCA

Allegati

Corporate governance

Sezione I: struttura di governance

Premessa

Nel corso del 2006 il sistema di *corporate governance* in atto nella Società e nel Gruppo ha formato oggetto di un aggiornamento inteso a garantirne sia la rispondenza alle raccomandazioni formulate nella nuova edizione del Codice di Autodisciplina delle società quotate italiane, promossa da Borsa Italiana e pubblicata nel mese di marzo 2006 (nel prosieguo, per brevità, il "Codice di Autodisciplina"), sia l'allineamento alle raccomandazioni formulate dalla Consob in materia e, più in generale, alla *best practice* riscontrabile in ambito internazionale.
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

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.
In base alle risultanze del Libro dei soci e alle informazioni a disposizione, al mese di marzo 2007 nessun soggetto – a eccezione del Ministero dell'Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana, in possesso del 21,12% del capitale sociale, e della Cassa Depositi e Prestiti (società per azioni controllata dallo stesso Ministero), in possesso del 10,15% del capitale sociale – risulta partecipare al capitale stesso in misura superiore al 2%, né si ha conoscenza dell'esistenza di patti parasociali 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; quest'ultimo ha peraltro comunicato di non esercitare su di essa alcuna attività di direzione e coordinamento.
Si segnala che tanto il gruppo Assicurazioni Generali (nel corso del mese di giugno 2006) quanto il gruppo Banca Intesa (nel corso del mese di novembre 2006) sono risultati temporaneamente in possesso di una partecipazione di poco superiore al 2% del capitale della Società.

Limite al possesso azionario

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, prevede che – all'infuori dello Stato, 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 nel caso in cui 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, la clausola statutaria che disciplina il limite al possesso azionario è destinata a decadere qualora il limite del 3% sia superato in seguito all'effettuazione di alcune tipologie di offerta pubblica di acquisto disciplinate dal Testo Unico della Finanza.

Poteri speciali dello Stato italiano

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) alcuni "poteri speciali", esercitabili a prescindere dalla quantità di azioni Enel possedute dallo stesso Ministero.

In particolare, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro delle Attività Produttive, è titolare dei seguenti "poteri speciali", da esercitare nel rispetto dei criteri fissati con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004:

> opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti (vale a dire pari o superiori al 3% del capitale di Enel) da parte di soggetti nei cui confronti opera il limite al possesso azionario sopra descritto. L'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui l'operazione sia suscettibile di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;

> opposizione alla conclusione dei patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza, nel caso in cui vi sia rappresentato almeno il 5% del capitale di Enel. Anche in tal caso l'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui i patti parasociali in questione siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;

> veto all'adozione delle deliberazioni suscettibili di avere maggiore impatto sulla Società (per tali intendendosi le deliberazioni di scioglimento, di trasferimento dell'Azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, nonché quelle intese a sopprimere ovvero

a modificare il contenuto dei "poteri speciali"). Il veto deve essere comunque motivato e può essere espresso solo nei casi in cui tali deliberazioni siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;

> nomina di un Amministratore senza diritto di voto.

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 princípi 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. La società incaricata della revisione contabile di Enel riveste analogo incarico presso le altre società del Gruppo.

In aggiunta al divieto relativo alla prestazione di specifiche tipologie di servizi, imposto alle società di revisione dal Testo Unico della Finanza (con previsioni introdotte alla fine del 2005), già da tempo il Codice Etico del Gruppo sancisce l'incompatibilità della revisione contabile del bilancio della Società e del bilancio consolidato con lo svolgimento di attività di consulenza prestata in favore di qualsiasi società del Gruppo, estendendosi tale incompatibilità all'intero *network* della Società di revisione.

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 novembre 2005):

> 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 società direttamente 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, composizione e durata in carica

Secondo le previsioni dello statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione si compone da tre a nove membri, nominati 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 quotate.

Lo statuto prevede inoltre, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni e in conformità anche alle modifiche 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.

Tale sistema elettivo prevede attualmente che le liste dei candidati possano 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 vengono 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, a partire dal prossimo rinnovo del Consiglio di Amministrazione, si provvederà 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 del Codice di Autodisciplina – forma oggetto di deposito presso la sede sociale contestualmente alle liste, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società, in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'Assemblea.
Il Consiglio di Amministrazione ha confermato (nel mese di dicembre 2006) di poter soprassedere alla costituzione al proprio interno di un apposito comitato per le proposte di nomina, non essendosi finora riscontrate situazioni di difficoltà da parte degli azionisti nel predisporre adeguate candidature, tali da consentire una composizione del Consiglio di Amministrazione allineata a quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina.
Secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria del 26 maggio 2005, il Consiglio di Amministrazione in carica si compone di nove membri, il cui mandato scade in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, il Consiglio risulta quindi attualmente composto dai seguenti membri, dei quali si riporta un breve profilo professionale, unitamente alla indicazione delle liste di relativa provenienza.

> **Piero Gnudi, 68 anni, Presidente**

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).
Laureato in economia e commercio nel 1962 presso l'Università di Bologna e titolare di uno studio commercialista con sede a Bologna, ha rivestito numerose cariche all'interno di Consigli di Amministrazione e di Collegi Sindacali di importanti società italiane, tra cui STET, Eni, Enichem, Credito Italiano. Nel 1995 è stato nominato Consigliere economico del Ministro dell'Industria. A partire dal 1994 ha fatto parte del Consiglio di Amministrazione dell'IRI, ricoprendovi (nel 1997) l'incarico di sovrintendere alle privatizzazioni e (nel 1999) la carica di Presidente e Amministratore Delegato; sempre presso l'IRI ha quindi svolto (dal 2000 al 2002) le funzioni di Presidente del comitato dei liquidatori. Membro del direttivo di Confindustria, della giunta direttiva di Assonime (associazione tra le società italiane per azioni), del comitato esecutivo dell'Aspen Institute, del comitato per la *corporate governance* delle società quotate ricostituito su iniziativa di Borsa Italiana nell'aprile 2005 nonché Presidente dell'Osservatorio Mediterraneo dell'Energia (OME), attualmente ricopre anche l'incarico di Presidente di Emittenti Titoli, Consigliere di Amministrazione di Unicredito Italiano e commissario governativo del Gruppo Fochi in amministrazione straordinaria. Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Fulvio Conti**, 59 anni, Amministratore Delegato e Direttore Generale

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è entrato nel 1969 all'interno del Gruppo Mobil, dove ha ricoperto diverse posizioni manageriali in Italia e all'estero, fino a rivestire tra il 1989 e il 1990 la carica di direttore finanziario per l'Europa. Direttore amministrazione, finanza e controllo della Montecatini (dal 1991 al 1993), ha ricoperto quindi il ruolo di direttore finanziario della Montedison-Compart (tra il 1993 e il 1996) con responsabilità sulla ristrutturazione finanziaria del relativo gruppo. Direttore Generale e *Chief Financial Officer* delle Ferrovie dello Stato tra il 1996 e il 1998, ha ricoperto importanti incarichi nelle società del relativo gruppo (tra cui Metropolis e Grandi Stazioni). Vice Presidente di Eurofima nel 1997, tra il 1998 e il 1999 ha rivestito il ruolo di Direttore Generale e *Chief Financial Officer* di Telecom Italia, ricoprendo anche in tal caso importanti incarichi nelle società del relativo gruppo (tra cui Finsiel, TIM, Sirti, Italtel, Meie e STET International). Dal 1999 al giugno 2005 ha ricoperto il ruolo di *Chief Financial Officer* di Enel. Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel dal maggio 2005, attualmente ricopre anche l'incarico di Consigliere di Barclays Plc.

> **Giulio Ballio**, 67 anni, Consigliere

(indicato nella lista formulata da investitori istituzionali).

Laureato in ingegneria aeronautica presso il Politecnico di Milano nel 1963, ha svolto presso tale università la sua carriera di studio e di ricerca. Professore universitario dal 1975, a decorrere dal 1983 è titolare della cattedra di costruzioni in acciaio presso la facoltà di ingegneria dello stesso Politecnico di Milano; in tale ateneo gli è stata conferita altresì dal 2002 la carica di rettore. Autore di molteplici pubblicazioni (edite anche all'estero), ha svolto un'ampia attività scientifica. Parallelamente all'attività universitaria ha collaborato (dal 1964) con alcuni studi di ingegneria, fondando quindi nel 1970 una società di servizi di ingegneria (la B.C.V. Progetti) per la quale ha condotto numerosi lavori di progettazione, direzione lavori e consulenza sia in Italia sia all'estero. Membro della commissione del Consiglio Nazionale delle Ricerche per le norme sulle costruzioni in acciaio (dal 1970 al 2000), ha ricoperto la carica di Presidente del Collegio dei tecnici dell'acciaio nel biennio 1981-1982 (essendone stato Consigliere dal 1975 al 1985) e di membro della giunta di presidenza del Servizio Italiano di Taratura (dal 1997 al 2002). Ha collaborato al recupero di alcuni importanti edifici monumentali (tra cui il ponte dell'Accademia a Venezia) e ha coordinato attività di ricerca nel settore delle costruzioni in ambito nazionale e internazionale. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Augusto Fantozzi**, 66 anni, Consigliere

(indicato nella lista formulata da investitori istituzionali).

Laureato in giurisprudenza nel 1963 presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è avvocato e titolare di uno studio legale con sedi a Roma, Milano, Bologna e Lugano, nonché professore di diritto tributario presso la stessa Università "La Sapienza" e l'Università LUISS Guido Carli. Ministro delle Finanze dal gennaio 1995 al maggio 1996 nel Governo Dini – nel quale ha altresì rivestito per alcuni mesi gli incarichi di Ministro del Bilancio e della Programmazione Economica e di Ministro per il coordinamento delle Politiche Comunitarie – è stato quindi Ministro del Commercio con l'Estero nel Governo Prodi (dal maggio 1996 all'ottobre 1998). Membro della Camera dei Deputati nella tredicesima legislatura (dal maggio 1996 al maggio 2001), ha ricoperto il ruolo di Presidente della Commissione Bilancio, Tesoro e Programmazione Economica (dal settembre 1999). È stato vice Presidente del Consiglio Superiore delle Finanze, Presidente dell'Ascotributi e membro della Consulta dello Stato Città del Vaticano. Già Presidente del comitato scientifico dell'"International Fiscal Association", è stato inoltre autore di numerose pubblicazioni e membro del comitato direttivo di riviste giuridiche italiane e internazionali. Ha infine ricoperto incarichi all'interno di Consigli di Amministrazione di numerose società, tra cui Benetton Group, Lloyd Adriatico, Citinvest, rivestendo attualmente la carica di vice Presidente del Consiglio di Amministrazione di Banca Antonveneta. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Alessandro Luciano**, 55 anni, Consigliere

(indicato nella lista formulata 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. Contestualmente si è occupato della costituzione di società e di finanziamenti dall'estero, contribuendo in tale ambito alla conclusione di alcune operazioni in favore di industrie, gruppi assicurativi e società pubbliche. Dal 1984 ha ampliato la sfera delle proprie attività anche al settore delle telecomunicazioni, di cui ha approfondito tanto l'aspetto imprenditoriale quanto il profilo finanziario e tecnico. Già consulente della STET, della Techint, della Snam Progetti, della Aquater, della Comerint, nonché dell'americana DSC Communications (per conto della quale ha partecipato a studi di sperimentazione in Italia per i sistemi ISDN, MDS, *Airspan* e *Video on demand*), è stato anche vice Presidente di due Commissioni della Federazione Italiana Gioco Calcio. Dall'ottobre 1998 al marzo 2005 è stato commissario dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, nella quale ha ricoperto il ruolo di membro del Consiglio e della Commissione Infrastrutture e Reti; all'interno dell'Autorità si è occupato, tra l'altro, di sviluppo, concorrenza

e interconnessione delle reti di comunicazione, nonché di soluzione delle controversie tra operatori di telecomunicazioni e utenti. Nel giugno 2005 è stato investito della carica di Presidente del Consiglio di Amministrazione di Centostazioni (gruppo Ferrovie dello Stato). Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Fernando Napolitano**, 42 anni, Consigliere

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio nel 1987 presso l'Università di Napoli, ha quindi perfezionato i propri studi negli Stati Uniti, conseguendo dapprima un *master* in scienza del *management* presso la Brooklyn Polytechnic University e successivamente l'*advanced management program* presso la Harvard Business School. Ha iniziato la propria attività professionale operando nelle divisioni *marketing* dapprima presso la Laben (Gruppo Finmeccanica) e poi presso la Procter & Gamble Italia, ed è quindi entrato a far parte nel 1990 dell'ufficio italiano della Booz Allen Hamilton, società di consulenza nel settore del *management* e della tecnologia, nell'ambito della quale è stato nominato *partner* e *vice president* nel 1998. All'interno di tale ufficio ha ricoperto il ruolo di responsabile dello sviluppo delle attività nei settori telecomunicazioni, media e aerospazio, maturando inoltre esperienze in Europa, negli Stati Uniti, in Asia e nel Medio Oriente; nell'ambito della stessa Booz Allen Hamilton Italia riveste attualmente il ruolo di Amministratore Delegato, con incarichi anche in ambito internazionale. Dal novembre 2001 all'aprile 2006 ha fatto parte della commissione per la televisione digitale terrestre istituita presso il Ministero delle Comunicazioni e dal luglio 2002 al settembre 2006 è stato Consigliere di Amministrazione del CIRA (Centro Italiano Ricerche Aerospaziali). Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Francesco Taranto**, 66 anni, Consigliere

(indicato nella lista formulata da investitori istituzionali).

Ha iniziato la propria attività nel 1959 presso lo studio di un agente di cambio a Milano, operando successivamente (dal 1965 al 1982) all'interno del Banco di Napoli, fino a rivestire il ruolo di responsabile del servizio Borsa e titoli. Ha quindi ricoperto numerosi incarichi direttivi nel settore della gestione collettiva del risparmio, dove ha assunto dapprima le funzioni di Direttore gestioni mobiliari di Eurogest (dal 1982 al 1984) e poi di Direttore Generale di Interbancaria Gestioni (dal 1984 al 1987); passato quindi all'interno del Gruppo Prime (dal 1987 al 2000), ha ricoperto in esso per un lungo periodo la carica di Amministratore Delegato della Capogruppo; è stato inoltre membro del Consiglio direttivo di Assogestioni e del Comitato per la *corporate governance* delle società quotate costituito per iniziativa di Borsa Italiana. Consigliere di Amministrazione di Enel dall'ottobre 2000, riveste attualmente analogo incarico nei Consigli di Amministrazione di Banca Carige, della Cassa di Risparmio di Firenze, di Unicredit Xelion Banca, di Pioneer Global Asset Management (facente parte del Gruppo Unicredito), di Kedrios e di Alto Partners SGR.

> **Gianfranco Tosi**, 59 anni, Consigliere

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in ingegneria meccanica nel 1971 presso il Politecnico di Milano, a partire dal 1972 ha svolto diversi incarichi in ambito universitario presso lo stesso Politecnico, fino a ricoprire nel 1982 la cattedra di tecnologia dei metalli e svolgendo quindi dal 1992 anche il corso di tecnologia dei materiali metallici (unitamente ad analogo incarico presso l'Università di Lecco). Autore di oltre 60 pubblicazioni, ha svolto un'ampia attività scientifica. Componente di alcuni Consigli di Amministrazione di società e consorzi, ha ricoperto anche incarichi associativi, tra cui la vice presidenza del Gruppo Giovani Federlombarda (con funzioni di delegato regionale presso il Comitato Centrale Giovani Imprenditori istituito nell'ambito della Confindustria) e la carica di membro della giunta dell'Unione Imprenditori della Provincia di Varese. Dal dicembre 1993 al maggio 2002 ha rivestito il ruolo di Sindaco della città di Busto Arsizio. Presidente del Centro della Cultura Lombarda istituito dalla Regione Lombardia per la tutela e lo sviluppo della cultura locale, è iscritto inoltre all'Ordine dei giornalisti pubblicisti. Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Francesco Valsecchi**, 42 anni, Consigliere

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato con lode in giurisprudenza nel 1987 presso l'Università "La Sapienza" di Roma, ha quindi svolto diversi incarichi presso lo stesso ateneo e l'Università LUISS Guido Carli, con specifico riguardo al settore del diritto commerciale. Dal 1990 al 1992 è stato coordinatore scientifico del corso per giuristi d'impresa organizzato dalla scuola di *management* della medesima Università LUISS. Avvocato e autore di alcune pubblicazioni, dal novembre 2001 è componente della commissione di studio per la riforma del processo civile istituita dal Ministro della Giustizia e dal marzo 2002 ha insegnato presso la Scuola Superiore della Pubblica Amministrazione. Dal dicembre 1994 è membro straordinario del Consiglio Superiore Tecnico del Ministero delle Comunicazioni, mentre dall'aprile 2003 fa parte del comitato tecnico-scientifico dell'Alta Commissione per il coordinamento della finanza pubblica e del sistema tributario. Consigliere di Amministrazione di Poste Italiane (dal maggio 2002 al maggio 2005), ha quindi assunto rilevanti incarichi in alcune società del relativo gruppo, tra cui la presidenza di BancoPosta Fondi SGR (dall'aprile 2003) e di Postecom (dal luglio 2002 all'aprile 2003). Consigliere di Amministrazione di Enel dal maggio 2005.

Gli Amministratori sono consapevoli dei compiti e delle responsabilità inerenti alla carica ricoperta; essi sono tenuti costantemente informati dalle competenti funzioni aziendali sulle principali novità legislative e regolamentari concernenti la Società e l'esercizio delle proprie funzioni, prendendo inoltre parte a iniziative volte ad accrescere la conoscenza della realtà e delle dinamiche aziendali,

così da poter svolgere ancor più efficacemente il loro ruolo.
Gli Amministratori svolgono i propri compiti con cognizione di causa e in autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

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, è emerso che ciascuno di essi 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 2006 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 16 riunioni, durate in media oltre 3 ore e 30 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei diversi Consiglieri e la presenza del Collegio Sindacale nonché del magistrato delegato della Corte dei Conti. Per quanto riguarda l'esercizio 2007, fino al mese di marzo sono state tenute 9 riunioni (rispetto alle 4 programmate), mentre per il resto dell'anno risultano programmate ulteriori 10 adunanze consiliari.

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.

Al Presidente competono altresì – in base a deliberazione consiliare del novembre 2005 – 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

Nella seconda metà dell'esercizio 2006 il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza di una società specializzata nel settore, ha effettuato (e completato nel mese di febbraio 2007) 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.

L'analisi, condotta attraverso la compilazione di un questionario da parte di ciascun Consigliere, cui hanno fatto seguito interviste individuali svolte da parte della società di consulenza, si è concentrata su numerosi aspetti 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) il funzionamento e la composizione 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 struttura organizzativa aziendale e i piani di successione del *management* adottati.

Tra gli aspetti maggiormente positivi emersi dalla *board review* è stato segnalato, anzitutto, il clima di grande coesione esistente all'interno del Consiglio di Amministrazione, che favorisce un dibattito aperto e costruttivo, rispettoso del contributo di ciascun Amministratore e tendente a convergere verso decisioni caratterizzate da un ampio consenso; è stato inoltre evidenziato che il processo decisionale in ambito consiliare risulta alimentato da flussi informativi considerati dagli interessati come tempestivi ed efficaci (ancorché suscettibili di ulteriore miglioramento sotto entrambi tali profili) e forma oggetto di una verbalizzazione puntuale; si è riscontrata inoltre una valutazione sostanzialmente positiva da parte dei Consiglieri circa la facilità di accesso all'Amministratore Delegato e al Presidente, nonché circa il ruolo di garante della applicazione di una corretta *corporate governance* in seno all'organo gestorio svolto da quest'ultimo; la struttura del Consiglio di Amministrazione e il numero delle riunioni consiliari sono stati considerati adeguati e gli obiettivi operativi e di *performance* a breve-medio termine, al pari degli obiettivi strategici di lungo termine, sono stati percepiti come ben individuati; per quanto riguarda i comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione, è emersa un'ampia condivisione sul loro ruolo, sulla efficacia della loro attività e sull'adeguatezza della relativa composizione.

Tra i profili suscettibili di miglioramento – sui quali si focalizzerà quindi l'attenzione del Consiglio di Amministrazione nel corso del 2007 – è stata individuata l'esigenza di una più ampia condivisione da parte del Consiglio medesimo circa le decisioni di maggiore importanza, così come in merito all'adeguatezza della struttura organizzativa aziendale e dei piani di successione del *management*; è stato inoltre auspicato un ulteriore incremento della durata delle riunioni consiliari (pari in media a 2 ore e 30 minuti ciascuna nel corso del 2005) per poter discutere in modo ancor più approfondito le rilevanti tematiche trattate.

Dando seguito alle esigenze emerse dalla *board review* già condotta nel 2004, si è ritenuto opportuno organizzare anche nel corso del 2006 un apposito vertice strategico, svoltosi nel mese di novembre e dedicato all'analisi e all'approfondimento

delle strategie di lungo termine della Società e del Gruppo da parte del Consiglio di Amministrazione.

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 dicembre 2006, fatta eccezione per il Presidente e l'Amministratore Delegato, gli altri 7 membri del Consiglio di Amministrazione attualmente in carica (Giulio Ballio, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano, Fernando Napolitano, Francesco Taranto, Gianfranco Tosi e Francesco Valsecchi) 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, nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha attestato la sussistenza del requisito dell'indipendenza in capo a tutti gli Amministratori non esecutivi.

In particolare, si considerano 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.
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 della verifica effettuata nel mese di dicembre 2006, il Consiglio di Amministrazione ha avuto modo di accertare in capo a tutti gli Amministratori non esecutivi anche il possesso dei requisiti di indipendenza previsti per i Sindaci di società con azioni quotate, in conformità alle modifiche apportate alla fine del 2005 al Testo Unico della Finanza.
Nel corso del mese di marzo 2007 il Collegio Sindacale ha avuto modo di verificare *che il Consiglio di Amministrazione, nell'espletamento della indicata valutazione* di 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.
Gli Amministratori indipendenti hanno tenuto la loro prima riunione, in assenza degli altri Amministratori, nel mese di febbraio 2007.
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 3 Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra 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

Al Comitato per le remunerazioni compete anzitutto di vigilare affinché il compenso degli Amministratori sia 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 a tale comitato adoperarsi affinché una parte significativa della remunerazione degli Amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche sia legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo, nonché al raggiungimento di obiettivi specifici preventivamente indicati dal Consiglio di Amministrazione ovvero, nel caso dei dirigenti di cui sopra, dall'Amministratore Delegato; ciò al fine di allineare gli interessi di tali soggetti con il perseguimento dell'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.
Il Comitato per le remunerazioni verifica altresì che la remunerazione degli Amministratori non esecutivi sia commisurata all'impegno richiesto a ciascuno di essi, tenuto conto della loro partecipazione ai comitati. Si segnala al riguardo che,

in linea con quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, tale remunerazione non è in alcun modo legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo e gli Amministratori non esecutivi non risultano destinatari di piani di incentivazione a base azionaria.

In particolare, al Comitato per le remunerazioni sono quindi attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo ridefiniti dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2006, 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 *stock option* 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 il piano di *stock option* relativo al 2006 – elaborato da parte del Comitato per le remunerazioni e quindi sottoposto all'approvazione assembleare da parte del Consiglio di Amministrazione – ha avuto tra i suoi 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 2006 il Comitato per le remunerazioni (i) è risultato composto interamente da Amministratori non esecutivi e indipendenti, nelle persone di Francesco Taranto (con funzioni di coordinatore), Giulio Ballio, Fernando Napolitano e Gianfranco Tosi, (ii) ha tenuto 10 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti e da una durata media di 1 ora e 10 minuti ciascuna, e (iii) ha fatto ricorso a consulenti esterni, a spese della Società.

Nel corso del 2006 il Comitato per le remunerazioni – oltre a elaborare i contenuti del piano di *stock option* relativo a tale esercizio – si è occupato di definire gli 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. 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), e ha approfondito l'esame delle diverse tipologie di strumenti di incentivazione utilizzabili alla luce della nuova disciplina fiscale in materia di *stock option*.

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 del bilancio e della relazione 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 ridefiniti dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2006, 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 princípi 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 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 presídi 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 2006 il Comitato per il controllo interno è risultato composto interamente da Amministratori non esecutivi e indipendenti. In particolare, durante il 2006, (i) nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e dicembre hanno fatto parte di tale comitato Piero Gnudi (con funzioni di coordinatore), Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano e Francesco Valsecchi, mentre (ii) a partire dal mese di dicembre (vale a dire in concomitanza con il riconoscimento in capo al Presidente del Consiglio di Amministrazione del nuovo ruolo di Amministratore esecutivo in base ai criteri dettati dal Codice di Autodisciplina) il comitato risulta composto da Augusto Fantozzi (con funzioni di coordinatore), Alessandro Luciano e Francesco Valsecchi. Sempre nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha riconosciuto in capo al nuovo coordinatore Augusto Fantozzi il requisito previsto dal Codice di Autodisciplina di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria.

Nel corso del 2006 il Comitato per il controllo interno ha tenuto 8 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di 1 ora e 30 minuti ciascuna.

Nel corso del 2006 l'attività del Comitato per il controllo interno si è concentrata sulla valutazione (i) dei piani di lavoro elaborati tanto dal preposto al controllo interno che dalla Società di revisione, 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 esaminato alcuni incarichi integrativi di controllo contabile da conferire alla Società di revisione nell'ambito del Gruppo, ha esercitato la propria supervisione circa l'elaborazione del bilancio di sostenibilità e del piano di "tolleranza zero alla corruzione - TZC", 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) e ha vigilato sullo stato di avanzamento delle attività intese a garantire il tempestivo rilascio dell'attestazione del *management* in merito all'allestimento, all'implementazione e all'effettivo funzionamento dei controlli interni relativi alla corretta tenuta delle scritture contabili, secondo quanto richiesto dal Sarbanes-Oxley Act (che trova applicazione a Enel per effetto della quotazione delle azioni della Società presso il New York Stock Exchange, sotto forma di ADR - American Depositary Receipts).

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 per un periodo di tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato.

Nel corso del 2005 la Società, nell'adeguare le proprie regole di *governance* alla normativa statunitense sugli *audit committees* contenuta nel *Sarbanes-Oxley Act*

– che trova applicazione a Enel secondo quanto in precedenza indicato – ha rafforzato le funzioni di vigilanza già affidate al Collegio Sindacale dalla normativa italiana, la cui descrizione è contenuta nel paragrafo della presente relazione concernente l'organizzazione della Società.

A decorrere dal mese di luglio 2005, pertanto, in relazione a quanto disposto dalla normativa statunitense sugli *audit committees*, il Collegio Sindacale ha anche i seguenti compiti: (i) svolgere attività di supervisione sull'operato della società di revisione e approvare preventivamente l'affidamento a quest'ultima di ulteriori incarichi, comunque di natura contabile; (ii) vigilare sulle procedure aziendali che disciplinano la presentazione di esposti o segnalazioni concernenti le pratiche contabili e il sistema di controllo interno, con la possibilità di fare ricorso a consulenze esterne.

Al fine di garantire un efficace svolgimento dei compiti propri 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 (a conferma di quanto già 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 eventualmente 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.

Tutti i componenti il Collegio Sindacale devono possedere i requisiti di onorabilità e di professionalità richiesti dalla legislazione vigente ai Sindaci delle società con azioni quotate, quali integrati attraverso apposite previsioni statutarie. 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 individuati dalla Consob con apposito regolamento, la cui emanazione è attesa entro la fine del mese di marzo 2007; fino a tale momento, l'esigenza di assicurare ai Sindaci il tempo necessario per lo svolgimento diligente dei loro compiti è soddisfatta dalla previsione statutaria in base alla quale i componenti il Collegio Sindacale non possono ricoprire la carica di Sindaco effettivo in cinque o più società emittenti titoli quotati nei mercati regolamentati non controllate da Enel.

Analogamente a quanto disposto per il Consiglio di Amministrazione – e in attuazione di quanto stabilito dalla normativa in materia di privatizzazioni, nonché in conformità

alle modifiche apportate alla fine del 2005 al 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 e di un Sindaco supplente designati dalle minoranze azionarie.

Tale sistema elettivo prevede attualmente che le liste dei candidati possano essere presentate da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, rappresentino almeno l'1% del capitale. Le liste vengono 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, a partire dal prossimo rinnovo del Collegio Sindacale, si provvederà 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 contestualmente alle liste, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società, in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'Assemblea. In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, le modalità per l'elezione di un Sindaco effettivo mediante "voto di lista" nelle società con azioni quotate sono individuate dalla Consob con apposito regolamento, la cui emanazione è attesa entro la fine del mese di marzo 2007; fino a tale momento opera la disciplina statutaria fin qui descritta.

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 21 maggio 2004, il Collegio Sindacale in carica ha un mandato destinato a scadere in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2006. Il Presidente del Collegio Sindacale nominato da tale Assemblea, Angelo Provasoli, ha rassegnato le proprie dimissioni dalla carica nel marzo 2005 (ma con effetto a decorrere dall'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2004) a causa dell'intensa attività conseguente alla sua nomina a rettore dell'Università Bocconi di Milano, ed è stato quindi sostituito con Eugenio Pinto da parte dell'Assemblea ordinaria del 26 maggio 2005. Il Collegio Sindacale risulta quindi attualmente composto dai seguenti membri effettivi, dei quali si riporta un breve profilo professionale, unitamente (ove possibile) alla indicazione delle liste di relativa provenienza:

> **Eugenio Pinto, 47 anni, Presidente**

(designato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato con lode in economia e commercio nel 1983 presso l'Università "La Sapienza" di Roma. Professore di ruolo del raggruppamento di economia aziendale presso

la facoltà di economia dell'Università LUISS Guido Carli. Autore di numerose pubblicazioni, ha fatto parte del gruppo di esperti costituito dal Ministro del Tesoro con competenze in ordine al credito e al risparmio, nonché della commissione tecnico-scientifica chiamata a coadiuvare il Dipartimento del Tesoro in materia di fondazioni bancarie. È stato inoltre membro della "Commissione Zamagni", istituita dal Ministro delle Finanze per redigere la disciplina tributaria degli enti *non profit*, nonché consulente del "Comitato Euro" istituito presso il Ministero del Tesoro e incaricato della redazione dei provvedimenti che hanno disciplinato l'introduzione della moneta unica europea nell'ordinamento interno. Attualmente è componente del comitato esecutivo dell'Organismo Italiano di Contabilità, il nuovo *standard setter* italiano dei princípi contabili, nonché del comitato scientifico del "Cirsfid" presso l'Università di Bologna. Dottore commercialista e revisore contabile, svolge altresì attività di consulenza in materia economico-finanziaria per conto di primari soggetti pubblici e privati. È attualmente Sindaco effettivo, tra l'altro, di Mediobanca, di Alleanza Assicurazioni (Gruppo Assicurazioni Generali), nonché di Sofid (Gruppo Eni), rivestendo al contempo la carica di Presidente del Collegio Sindacale di Astaldi. Ha svolto il ruolo di Sindaco effettivo presso la Banca di Roma, la Banca Nazionale dell'Agricoltura (Gruppo Antonveneta), nonché di Presidente del Collegio Sindacale di Agip Petroli (Gruppo Eni). È Presidente del Collegio Sindacale di Enel dal maggio 2005.

> **Carlo Conte,** 59 anni, Sindaco effettivo

(indicato nella lista formulata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, ha continuato a svolgere attività in ambito accademico, avendo insegnato nelle Università di Chieti (1988-1989) e LUISS Guido Carli di Roma (1989-1995). Attualmente è docente di contabilità pubblica presso la Scuola Superiore della Pubblica Amministrazione e la scuola di *management* della LUISS, nonché professore a contratto di amministrazione e contabilità pubblica presso l'Università Bocconi di Milano. Dottore commercialista e revisore contabile, risulta autore di svariate pubblicazioni. Nel 1967 è entrato nella Ragioneria Generale dello Stato e ha quindi svolto la propria carriera all'interno della Pubblica Amministrazione, divenendo nel 2002 Dirigente Generale presso la stessa Ragioneria Generale. Rappresenta attualmente l'Amministrazione di appartenenza in diverse commissioni, comitati, gruppi di studio e di lavoro, partecipando altresì ai lavori di alcuni comitati dell'OCSE in rappresentanza dell'Italia. Ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in diversi enti, organismi, società e aziende. Sindaco di Enel dal maggio 2004.

> **Franco Fontana,** 63 anni, Sindaco effettivo

(indicato nella lista formulata da investitori istituzionali).

Revisore contabile e professore ordinario di economia e gestione delle imprese. Dal 1973 ha svolto incarichi di insegnamento presso diversi atenei italiani, ricoprendo

a partire dal 1995 l'incarico di preside presso la facoltà di economia della Università LUISS Guido Carli di Roma. Riveste, a decorrere dal 1994, il ruolo di Direttore della scuola di *management* della medesima Università LUISS. È stato membro di diverse commissioni tecniche per il riordinamento della Pubblica Amministrazione (Ministero delle Poste e Telecomunicazioni, Ministero delle Finanze, Ministero dell'Industria, Ministero della Sanità). Dal 1994 al 1997 è stato Presidente della Cassa di Risparmio della Provincia dell'Aquila. Sindaco di Enel dal 2001, è autore di numerose pubblicazioni su temi di gestione e organizzazione di impresa.

Nel corso dell'esercizio 2006 il Collegio Sindacale ha tenuto 16 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 marzo 2007 il Collegio Sindacale ha verificato in capo al Presidente Eugenio Pinto e al Sindaco effettivo Franco Fontana 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 controllo 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.

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

In attuazione delle previsioni introdotte alla fine del 2005 nel Testo Unico della Finanza è stata inserita nello statuto della Società una clausola in base alla quale il Consiglio di Amministrazione, previo parere del Collegio Sindacale, ha provveduto nel mese di giugno 2006 alla nomina del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, individuato nel responsabile della funzione "Amministrazione, Pianificazione e Controllo" della Società.
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 allegata al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e alla relazione 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, nonché (ii) 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. I contenuti della relazione in questione sono individuati dalla Consob con apposito regolamento, la cui emanazione è attesa entro la fine del mese di marzo 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;

> 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 nel mese di marzo 2007 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 dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'individuazione della figura del preposto al controllo interno nel responsabile della funzione *internal auditing* della Società, definendone la remunerazione in misura pari a quella già percepita dall'interessato.

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, sottoponendoli 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, 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.

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 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, un Sindaco effettivo, ovvero 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 esso 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 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 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 o con una parte correlata per il suo 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, nonché i dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo.

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 – che trovano applicazione 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 Stati Uniti d'America secondo la normativa locale applicabile alle società quotate.

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 avere subíto 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 di fonte comunitaria ha sostituito quella in precedenza adottata da Borsa Italiana e che, con effetto dal mese di gennaio 2003, aveva regolato tale materia. Dal mese di aprile 2006 risulta quindi venuta meno anche l'applicabilità del codice di comportamento del Gruppo Enel in materia di *internal dealing* (c.d. "*Dealing Code*"), adottato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2002 in attuazione della disciplina dettata da Borsa Italiana.

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, 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 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.

Difatti, anche sulla scorta di quanto auspicato dalla legislazione speciale in materia di società quotate, si è 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.

Quanto alla disciplina dell'intervento in Assemblea, nel rispetto della normativa di riferimento lo statuto prevede che la relativa legittimazione spetti a coloro che abbiano depositato le azioni almeno due giorni prima della data fissata per la singola riunione e non le abbiano 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).

Inoltre, nel mese di settembre 1999 – e, quindi, nell'imminenza della quotazione delle proprie azioni in Borsa – la Società si è dotata di un apposito regolamento finalizzato a garantire l'ordinato e funzionale svolgimento delle Assemblee attraverso una dettagliata disciplina delle diverse fasi in cui esse si articolano, nel rispetto del

fondamentale diritto di ciascun socio di richiedere chiarimenti sui diversi argomenti in discussione, di esprimere la propria opinione e di formulare proposte.
Tale regolamento, pur non assumendo natura di disposizione statutaria, viene approvato dall'Assemblea ordinaria in forza di una specifica competenza attribuita a tale organo dallo statuto; nel corso del 2001 si è proceduto a un aggiornamento dei relativi contenuti al fine di assicurarne l'allineamento ai modelli più evoluti appositamente elaborati da alcune associazioni di categoria (Assonime e ABI) per le società quotate.
Il Consiglio di Amministrazione, in caso di variazioni significative nella capitalizzazione di mercato delle azioni della Società o nella composizione del suo azionariato, valuta l'opportunità di proporre all'Assemblea modifiche dello statuto in merito alle percentuali stabilite per l'esercizio delle azioni e delle prerogative poste a tutela delle minoranze.

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 Amministrazione della Società nel marzo 2002 e aggiornato nel marzo 2004.
Tale codice esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su *standard* improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*. In particolare, il Codice Etico si articola in:

> princípi generali nelle relazioni con gli *stakeholder*, che definiscono in modo astratto i valori di riferimento cui il Gruppo si ispira nello svolgimento delle varie attività. Nell'ambito di tali princípi si ricordano in particolare: l'onestà, l'imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell'investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell'ambiente;
> criteri di condotta verso ciascuna classe di *stakeholder*, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori di Enel sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei princípi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;
> meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l'osservanza del Codice Etico e il suo continuo miglioramento.

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 princípi etici in materia finanziaria

applicabile in particolare nell'ambito della Società all'Amministratore Delegato e ai direttori delle funzioni "Finanza" e "Amministrazione, Pianificazione e Controllo".
In conformità a quanto richiesto dalla normativa statunitense, il codice in questione è costituito da un complesso di regole dirette a prevenire ragionevolmente ogni condotta illecita, nonché a promuovere:

> una gestione finanziaria onesta e trasparente, che tenga in debita considerazione eventuali conflitti di interesse;
> un'informativa corretta, comprensibile, completa, accurata e tempestiva nei documenti inviati alle autorità di controllo dei mercati finanziari e in ogni altra comunicazione effettuata nei confronti del pubblico;
> l'osservanza di norme e regolamenti governativi;
> la predisposizione di procedure interne intese ad assicurare la pronta comunicazione di eventuali violazioni delle disposizioni del codice alle persone da esso designate;
> un'adeguata trasparenza verso l'esterno circa l'osservanza delle disposizioni del codice.

Modello organizzativo e gestionale

Nel mese di luglio 2002 la Società ha varato 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 interno chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso, i flussi informativi, il regime sanzionatorio) e di distinte "parti speciali", concernenti le diverse tipologie di reati previsti dal decreto legislativo n. 231/2001.
Nel corso del 2006 il modello organizzativo e gestionale ha formato oggetto di aggiornamento e integrazione, essendosi provveduto da parte del Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per il controllo interno, (i) a una revisione 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.

Piano "tolleranza zero alla corruzione"

Nel mese di giugno 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione del piano di "tolleranza zero alla corruzione - TZC", al fine di sostanziare l'adesione di Enel al *Global Compact* (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI - *Partnership Against Corruption Initiative* (iniziativa sponsorizzata dal *World Economic Forum* di Davos nel 2005).

Il piano TZC 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 princípi formulati in materia da *Transparency International*.

Vengono di seguito allegate tre tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni più significative contenute nella seconda sezione del documento.

TABELLA 1: **Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei comitati di Enel**

Consiglio di Amministrazione

Carica	Componenti	Esecutivi	Non esecutivi	Indipendenti	****	Numero di altri incarichi **	Comitato controllo interno ***	****	Comitato remunerazioni ***	****	Eventuale Comitato nomine ***	****	Eventuale Comitato esecutivo ***	****
Presidente	Gnudi Piero (1)	X	X	X	100%	1	X	100%						
Amministratore Delegato/Direttore Generale	Conti Fulvio	X			100%	1								
Consigliere	Ballio Giulio*		X	X	94%	-			X	80%				
Consigliere	Fantozzi Augusto*		X	X	100%	1	X	63%			Non esistente		Non esistente	
Consigliere	Luciano Alessandro		X	X	100%	-	X	100%						
Consigliere	Napolitano Fernando		X	X	100%	1			X	100%				
Consigliere	Taranto Francesco*		X	X	100%	6			X	100%				
Consigliere	Tosi Gianfranco		X	X	100%	-			X	100%				
Consigliere	Valsecchi Francesco		X	X	100%	1	X	100%						

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione: 1% del capitale sociale.
Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2006: CdA: **16**; Comitato controllo interno: **8**; Comitato remunerazioni: **10**; Comitato nomine: **N.A.**; Comitato esecutivo: **N.A.**

(1) Il Presidente del Consiglio di Amministrazione Piero Gnudi è risultato Amministratore non esecutivo e indipendente nel periodo compreso tra i mesi di gennaio e dicembre 2006 (in base ai criteri individuati nella edizione 2002 del Codice di Autodisciplina) e, quindi, Amministratore esecutivo a decorrere dal mese di dicembre 2006 (in base ai criteri individuati nella edizione 2006 del Codice di Autodisciplina).

* 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 è indicata con una "X" l'appartenenza di ciascun Amministratore ai comitati. Si segnala che, a decorrere dal mese di dicembre 2006, tenuto conto del nuovo ruolo di Amministratore esecutivo, il Presidente del Consiglio di Amministrazione Piero Gnudi non fa più parte del Comitato per il controllo interno.

**** 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.

TABELLA 2: **Collegio Sindacale di Enel**

Carica	Componenti	Percentuale di partecipazione alle riunioni del Collegio	Numero di altri incarichi**
Presidente	Pinto Eugenio	100%	3
Sindaco effettivo	Conte Carlo	100%	-
Sindaco effettivo	Fontana Franco*	94%	-
Sindaco supplente	Giordano Giancarlo	N.A.	-
Sindaco supplente	Sbordoni Paolo*	N.A.	-

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Collegio Sindacale: 1% del capitale sociale.
Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2006: **16**

* 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 ricoperti dal soggetto interessato negli organi di amministrazione e di controllo di altre società quotate in mercati regolamentati italiani.

TABELLA 3: **Altre previsioni del Codice di Autodisciplina**

	Sì	NO	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento dalle raccomandazioni del Codice
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate			
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:			
a) limiti	X		
b) modalità d'esercizio	X		
c) e periodicità dell'informativa?	X		
Il CdA si è riservato l'esame e l'approvazione preventiva delle operazioni aventi un particolare rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X		
Il CdA ha definito linee guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X		
Le linee guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X		
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e l'approvazione delle operazioni con parti correlate?	X		
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?	X		
Procedure della più recente nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale			
Il deposito delle candidature alla carica di Amministratore è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate da esauriente informativa?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità a qualificarsi come indipendenti?	X		
Il deposito delle candidature alla carica di Sindaco è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		In occasione dell'ultimo rinnovo dell'intero Collegio Sindacale (anno 2004) tale principio è stato puntualmente rispettato, essendosi proceduto alla nomina con applicazione del meccanismo del "voto di lista". Per la sostituzione del Presidente del Collegio Sindacale (intervenuta nel corso del 2005) il preventivo deposito delle candidature non è invece avvenuto, trattandosi di nomina effettuata senza applicazione del "voto di lista".
Le candidature alla carica di Sindaco erano accompagnate da esauriente informativa?	X		
Assemblee			
La società ha approvato un regolamento di Assemblea?	X		
Il regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X		
Controllo interno			
La società ha nominato il preposto al controllo interno?	X		
Il preposto è gerarchicamente indipendente da responsabili di aree operative?	X		
Inquadramento organizzativo del preposto al controllo interno	Responsabile della funzione *internal auditing*		
Investor relations			
La società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X		
Unità organizzativa e riferimenti del responsabile *investor relations*	**> Rapporti con investitori istituzionali:** *Investor Relations* - Viale Regina Margherita, 137 - 00198 Roma tel. 06.83053437 - fax 06.83053771 - e-mail: investor.relations@enel.it **> Rapporti con azionisti individuali:** Segreteria Societaria - Viale Regina Margherita, 137 - 00198 Roma tel. 06.83052081 - fax 06.83052129 - e-mail: azionisti.retail@enel.it		

(*) 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.

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2006

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 2006, 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 31.12.2006 (1)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2006				
Controllante:								
Enel SpA	Roma	Italia	*Holding* industriale	6.176.196.279	Euro	-	-	-
Controllate:								
Aiten AS	Trnava	Slovacchia	Servizi informatici	6.000.000	Corone slovacche	Slovenské elektrárne AS	66,00%	43,56%
Avisio Energia SpA	Trento	Italia	Distribuzione di gas	6.500.000	Euro	Enel Rete Gas SpA	100,00%	99,83%
Barras Eléctricas Galaico Asturianas SA	Lugo	Spagna	Distribuzione di energia elettrica	15.689.796,62	Euro	Electra de Viesgo Distribución SL	54,95%	54,95%
Barras Eléctricas Generación SL	Lugo	Spagna	Produzione di energia elettrica	1.374.136,05	Euro	Barras Eléctricas Galaico Asturianas SA	100,00%	54,95%
Cise Srl	Roma	Italia	Attività immobiliare	318.291.049	Euro	Enel Servizi Srl	100,00%	100,00%
Co.Im Gas SpA	Santa Maria a Colle (LU)	Italia	Gestione di impianti di distribuzione e vendita di gas	1.479.000	Euro	Enel Rete Gas SpA	80,00%	79,86%
Concert Srl	Roma	Italia	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	10.000	Euro	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%
Dalmazia Trieste Srl	Roma	Italia	Attività immobiliare	5.585.698	Euro	Cise Srl Enel Servizi Srl	69,91% 30,09%	100,00%
Decom Slovakia, spol. sro	Trnava	Slovacchia	Ingegneria nel settore elettrico	5.200.000	Corone slovacche	Slovenské elektrárne AS	67,31%	44,42%
Deval SpA	Aosta	Italia	Distribuzione e vendita di energia elettrica in Valle d'Aosta	37.500.000	Euro	Enel SpA	51,00%	51,00%
Deval Energie Srl	Aosta	Italia	Commercializzazione di energia elettrica	200.000	Euro	Deval SpA	100,00%	51,00%
Electra de Viesgo Distribución SL	Santander	Spagna	Distribuzione e vendita di energia elettrica	77.792.000	Euro	Enel Distribuzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Capital Srl	Roma	Italia	*Holding* di partecipazioni	8.500.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Comercializadora de Gas SA	Santander	Spagna	Commercializzazione di gas ed energia elettrica	61.000	Euro	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Distribuzione SpA	Roma	Italia	Distribuzione di energia elettrica	2.600.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Electrica Banat SA	Timisoara	Romania	Distribuzione di energia elettrica	463.474.090	Nuovi leu rumeni	Enel Distribuzione SpA	51,00%	51,00%
Enel Electrica Dobrogea SA	Costanza	Romania	Distribuzione di energia elettrica	338.970.050	Nuovi leu rumeni	Enel Distribuzione SpA	51,00%	51,00%
Enel Energia SpA (già Enel Gas SpA)	Roma	Italia	Vendita di gas e di energia elettrica	302.039	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energy Europe Srl	Roma	Italia	*Holding* di partecipazioni	10.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel ESN Energo LLC	Mosca	Federazione Russa	Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica	1.000.000	Rubli	Enel ESN Management BV	100,00%	75,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2006				
Enel ESN Management BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	18.000	Euro	Enel Produzione SpA	75,00%	75,00%
Enel Finance International SA	Lussemburgo	Lussemburgo	Finanziaria	1.391.900.230	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power International SA	Lussemburgo	Lussemburgo	*Holding* di partecipazioni nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	156.650.000	Euro	Enel Produzione SpA Enel Investment Holding BV	67,11% 32,89%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	1.593.050.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Ireland Finance Ltd	Dublino	Irlanda	Finanziaria	1.000.000	Euro	Enel Finance International SA	100,00%	100,00%
Enel Latin America LLC (1)	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-		Enel Green Power International SA	100,00%	100,00%
Enel M@p Srl	Roma	Italia	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	100.000	Euro	Enel Distribuzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Maritza East 3 AD (già Maritza East III Power Company AD)	Sofia	Bulgaria	Produzione di energia elettrica	265.943.600	Leva bulgari	Maritza East III Power Holding BV	73,00%	73,00%
Enel North America Inc. (1)	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	14,25	Dollari statunitensi	Enel Green Power International SA	100,00%	100,00%
Enel Operations Bulgaria AD (già Maritza East 3 Operating Company AD)	Galabovo	Bulgaria	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	50.000	Leva bulgari	Maritza O&M Holding Netherlands BV	73,00%	73,00%
Enel Panama Ltd (già HQI Latin America Ltd)	Tortola	British Virgin Island	*Holding* di partecipazioni	40.555.726	Dollari statunitensi	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica	2.400.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Rete Gas SpA	Milano	Italia	Distribuzione di gas	54.139.160	Euro	Enel Distribuzione SpA	99,83%	99,83%
Enel Service UK Ltd	Londra	Regno Unito	Servizi nel settore energetico	100	Sterline inglesi	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Servicii Srl	Bucarest	Romania	Prestazione di servizi alle imprese	200.000	Nuovi leu rumeni	Enel SpA Enel Distribuzione SpA	80,00% 20,00%	100,00%
Enel Servizi Srl	Roma	Italia	Amministrazione del personale, servizi informatici e servizi alle imprese	50.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Sole Srl	Roma	Italia	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	4.600.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2006				
Enel Trade SpA	Roma	Italia	*Trading* e logistica dei combustibili - Commercializzazione di energia elettrica	90.885.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Viesgo Energía SL	Santander	Spagna	Commercializzazione di energia elettrica e di gas naturale	1.000.000	Euro	Electra de Viesgo Distribución SL	100,00%	100,00%
Enel Viesgo Generación SL	Santander	Spagna	Produzione e commercializzazione di energia elettrica	425.311.006	Euro	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Viesgo Servicios SL	Santander	Spagna	Prestazione di servizi alle imprese	3.010	Euro	Enel SpA Enel Produzione SpA Enel Distribuzione SpA	60,00% 20,00% 20,00%	100,00%
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	*Factoring*	12.500.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.NewHydro Srl	Roma	Italia	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	1.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Re Ltd	Dublino	Irlanda	Riassicurazione	3.000.000	Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel.si - Servizi integrati Srl	Roma	Italia	Impiantistica e servizi energetici	5.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enelco SA	Atene	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	587.000	Euro	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower SpA	Milano	Italia	Ingegneria e costruzioni	2.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	Arabia Saudita	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000.000	Riyal sauditi	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Ingegneria nel settore elettrico	1.242.000	Real brasiliani	Enelpower SpA	99,99%	99,99%
Enelpower UK Ltd	Londra	Regno Unito	Ingegneria nel settore elettrico	1.000	Sterline inglesi	Enelpower SpA	100,00%	100,00%
Energoslužby AS	Trnava	Slovacchia	Prestazione di servizi alle imprese	261.000.000	Corone slovacche	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Erelis Sas	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	44.502,16	Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Geotermica Nicaraguense SA	Managua	Nicaragua	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Cordoba oro nicaraguensi	Enel Produzione SpA	60,00%	60,00%
Hydrogen Park - Marghera per l'idrogeno Scrl	Venezia	Italia	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	215.000	Euro	Enel Produzione SpA	53,49%	53,49%
Maritza East III Power Holding BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	100.000.000	Euro	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2006				
Maritza O&M Holding Netherlands BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	40.000	Euro	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
Metansicula SpA	Milano	Italia	Distribuzione di gas	1.033.000	Euro	Enel Rete Gas SpA	100,00%	99,83%
Metansicula Vendita Srl	Milano	Italia	Vendita di gas	100.000	Euro	Enel Energia SpA (già Enel Gas SpA)	100,00%	100,00%
Ochrana a bezpečnost' SE AS	Mochovce	Slovacchia	Servizi di *security*	1.000.000	Corone slovacche	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Pragma Energy SA	Lugano	Svizzera	*Trading* di carbone	4.000.000	Franchi svizzeri	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Reti Gas Scrl	Milano	Italia	Realizzazione di strutture a rete nel settore del gas	11.000	Euro	Enel Rete Gas SpA	95,00%	94,84%
Sfera - Società per la formazione e le risorse aziendali Srl	Roma	Italia	Formazione e reimpiego delle risorse umane	2.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	Produzione di energia elettrica	38.238.803.000	Corone slovacche	Enel Produzione SpA	66,00%	66,00%
Slovenské elektrárne Finance BV	Rotterdam	Olanda	Finanziaria	18.200	Euro	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Société Armoricaine d'Energie Eolienne Sarl	Pleyber Christ	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Erelis Sas	100,00%	100,00%
Société du Chemin de la Ligue Snc	Meyzieu	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Erelis Sas	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien Grandes Terres Est Eurl	Meyzieu	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Erelis Sas	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien Grandes Terres Ouest Eurl	Meyzieu	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Erelis Sas	100,00%	100,00%
Vyzkont sro	Trnava	Slovacchia	Stoccaggio di rifiuti radioattivi	200.000	Corone slovacche	Slovenské elektrárne AS	51,00%	33,66%
Water & Industrial Services Company SpA	Monza	Italia	Depurazione delle acque reflue	15.615.000	Euro	Enel.NewHydro Srl	51,00%	51,00%

(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 31.12.2006 (1)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2006				
Controllante:							
Enel North America Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	14,25	Dollari statunitensi	Enel Green Power International SA	100,00%	100,00%
Controllate:							
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Aquenergy Systems Inc.	Greenville (South Carolina)	U.S.A.	10.500	Dollari statunitensi	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%
Asotin Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Aziscohos Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.	-		Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	-		Beaver Valley Holdings Ltd.	67,50%	67,50%
Beaver Valley Holdings Ltd.	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	2	Dollari statunitensi	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	30	Dollari statunitensi	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Black River Hydro Assoc.	New York (New York)	U.S.A.	-		(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	75,00%
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Boott Hydropower Inc.	100,00%	100,00%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-		Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
BP Hydro Associates	Boise (Idaho)	U.S.A.	-		Chi Idaho Inc. Chi Magic Valley Inc.	68,00% 32,00%	100,00%
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	U.S.A.	-		BP Hydro Associates Fulcrum Inc.	75,92% 24,08%	100,00%
Bypass Limited	Boise (Idaho)	U.S.A.	-		El Dorado Hydro	100,00%	100,00%
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Essex Company	100,00%	100,00%
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	U.S.A.	-		Hydro Development Group Inc. Chi Black River Inc.	50,00% 50,00%	100,00%
Chi Acquisitions Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Acquisitions II Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale [2]	Valuta	Detenuta da [3]	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2006				
Chi Canada Inc.	Montreal (Québec)	Canada	100	Dollari canadesi	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Dexter Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Finance LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Highfalls Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	100	Dollari canadesi	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Magic Valley Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Mountain States Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi S. F. LP	Montreal (Québec)	Canada	-		Chi Hydroelectric Company Inc.	100,00%	100,00%
Chi Universal Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Western Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	U.S.A.	110.000	Dollari statunitensi	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Mountain States Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	130	Dollari statunitensi	Chi Universal Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	200	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Acquisitions II Inc. Gauley River Power Partners LP	95,00% 5,00%	100,00%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	80,00%	80,00%
Copenhagen Associates	New York (New York)	U.S.A.	-		Hydro Development Group Inc. Chi Dexter Inc.	50,00% 49,00%	99,00%
Crosby Drive Investments Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-		Asotin Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale [2]	Valuta	Detenuta da [3]	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2006				
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Olympe Inc. Motherlode Hydro Inc.	82,50% 17,50%	100,00%
Essex Company	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	U.S.A.	1.002,50	Dollari statunitensi	Consolidated Hydro Mountain States Inc.	100,00%	100,00%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Essex Company	100,00%	100,00%
Gauley River Management Corporation	Burlington (Vermont)	U.S.A.	-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Gauley River Power Partners LP	Burlington (Vermont)	U.S.A.	- -		Gauley River Management Corporation Gauley Hydro LLC	1,00% 99,00%	100,00%
Gestion Cogeneration Inc.	Montreal (Québec)	Canada	100	Dollari canadesi	Hydrodev Inc.	100,00%	100,00%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Hosiery Mills Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Hydrodev Inc.	Montreal (Québec)	Canada	100	Dollari canadesi	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Hydro Development Group Inc.	New York (New York)	U.S.A.	12,25	Dollari statunitensi	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Hydro Energies Corporation	Burlington (Vermont)	U.S.A.	5.000	Dollari statunitensi	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-		Essex Company Crosby Drive Investments Inc.	92,50% 7,50%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale [2]	Valuta	Detenuta da [3]	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2006				
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-		Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Lower Saranac Corporation	New York (New York)	U.S.A.	2	Dollari statunitensi	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lower Saranac Hydro Partners	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Lower Saranac Corporation	100,00%	100,00%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	U.S.A.	-		Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Minnewawa Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Missisquoi Associates	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Sheldon Vermont Hydro Company Inc. Sheldon Springs Hydro Associates LP	1,00% 99,00%	100,00%
Motherlode Hydro Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.	-		Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	100,00%
NeWind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	100	Dollari canadesi	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
O&M Cogeneration Inc.	Montreal (Québec)	Canada	15	Dollari canadesi	Hydrodev Inc.	66,66%	66,66%
Olympe Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%
Pyrites Associates	New York (New York)	U.S.A.	-		Hydro Development Group Inc. Chi Dexter Inc.	50,00% 50,00%	100,00%
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		El Dorado Hydro	100,00%	100,00%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
SE Hazelton A. LP	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Bypass Limited	100,00%	100,00%
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale [2]	Valuta	Detenuta da [3]	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2006				
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	U.S.A.	-		Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollari statunitensi	Chi Universal Inc.	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
St.-Felicien Cogeneration	Montreal (Québec)	Canada	-		Gestion Cogeneration Inc.	50,00%	50,00%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	8.200	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	75,00%	75,00%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	U.S.A.	250	Dollari statunitensi	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
TKO Power Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Triton Power Company	New York (New York)	U.S.A.	-		Chi Highfalls Inc. Highfalls Hydro Company Inc.	2,00% 98,00%	100,00%
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	U.S.A.	-		Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	51,00%
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	10	Dollari statunitensi	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Western New York Wind Corporation	New York (New York)	U.S.A.	300	Dollari statunitensi	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	U.S.A.	-		Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%

(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 determinarne le politiche finanziarie e operative e pertanto di esercitare sulle stesse una influenza dominante.

Elenco delle imprese possedute da Enel Latin America LLC incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 31.12.2006 (1)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2006				
Controllante:							
Enel Latin America LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel Green Power International SA	100,00%	100,00%
Controllate:							
Agricola Rio Sahuil Ltda	Santiago	Cile	200.000.000	Pesos cileni	Agricola Y Constructora Rio Guanehue SA	99,90%	99,90%
Agricola Y Constructora Rio Guanehue SA	Santiago	Cile	-		Empresa Eléctrica Panguipulli SA Enel Chile Ltda	99,93% 0,07%	100,00%
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.117.415,92	Real brasiliani	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846,33	Real brasiliani	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Braço Norte Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.478.767,05	Real brasiliani	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Central American Power Services Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	1	Dollari statunitensi	Enel Latin America LLC	100,00%	100,00%
Conexión Energética Centroamericana El Salvador SA	San Salvador	El Salvador	1.693.100	Colon salvadoregni	Grupo EGI SA de cv Enel Latin America LLC	99,99% 0,01%	100,00%
Constructora Cerro Pitren Ltda	Santiago	Cile	200.000.000	Pesos cileni	Agricola Y Constructora Rio Guanehue SA	99,90%	99,90%
Cuiabà Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	3.261.038,39	Real brasiliani	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
EGI Costa Rica Viento SA	Santa Ana	Costa Rica	100.000	Colon costaricani	Enel de Costa Rica SA (già Energia Global de Costa Rica SA)	100,00%	100,00%
Electrificadora Ecológica SA	Santa Ana	Costa Rica	1.200.000	Colon costaricani	ZMZ General SA	100,00%	51,00%
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	-		Energía Alerce Ltda Enel Chile Ltda	0,01% 99,99%	100,00%
Empresa Eléctrica Puyehue SA	Santiago	Cile	11.169.752.000	Pesos cileni	Energía Alerce Ltda Enel Chile Ltda	0,10% 99,90%	100,00%
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	-		Enel Chile Ltda	51,00%	51,00%
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	466.000.000	Real brasiliani	Enel Green Power International SA Enel Latin America LLC	0,01% 99,99%	100,00%
Enel Chile Ltda	Santiago	Cile	15.414.240.752	Pesos cileni	Enel Latin America LLC Energía Alerce Ltda	0,01% 99,99%	100,00%
Enel de Costa Rica SA (già Energía Global de Costa Rica SA)	Santa Ana	Costa Rica	100.000	Colon costaricani	Enel Latin America LLC	100,00%	100,00%
Enel Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000	Quetzal guatemaltechi	Enel Green Power International SA Enel Latin America LLC	2,00% 98,00%	100,00%
Energía Alerce Ltda	Santiago	Cile	1.000.000	Pesos cileni	Enel Green Power International SA Enel Latin America LLC	0,10% 99,90%	100,00%
Energía Global Operaciones SA	Santa Ana	Costa Rica	10.000	Colon costaricani	Enel de Costa Rica SA (già Energía Global de Costa Rica SA)	100,00%	100,00%
Energía Global SA de cv	Andover (Massachusetts)	U.S.A.	50.000	Pesos messicani	Enel Latin America LLC	99,00%	99,00%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	5.000	Quetzal guatemaltechi	Enel Latin America LLC Enel Guatemala SA	99,00% 1,00%	100,00%
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	5.000	Quetzal guatemaltechi	Enel Latin America LLC Enel Guatemala SA	99,00% 1,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale [2]	Valuta	Detenuta da [3]	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2006				
Geotermica del Norte SA	Santiago	Cile	-		Enel Chile Ltda	51,00%	51,00%
Globyte SA	San José	Costa Rica	90.000	Colon costaricani	Enel de Costa Rica SA (già Energía Global de Costa Rica SA)	10,00%	10,00%
Grupo EGI SA de cv	San Salvador	El Salvador	200.000	Colon salvadoregni	Enel Green Power International SA Enel Latin America LLC	0,05% 99,95%	100,00%
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	82.974.475,77	Real brasiliani	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Molinos de Viento del Arenal SA	Santa Ana	Costa Rica	9.709.200	Dollari statunitensi	Electrificadora Ecológica SA	49,00%	24,99%
Operación Y Mantenimiento Tierras Morenas SA	Santa Ana	Costa Rica	30.000	Colon costaricani	Electrificadora Ecológica SA	85,00%	43,35%
P.H. Don Pedro SA	Santa Ana	Costa Rica	100.001	Colon costaricani	Enel de Costa Rica SA (già Energía Global de Costa Rica SA)	33,44%	33,44%
P.H. Guacimo SA	Santa Ana	Costa Rica	50.000	Colon costaricani	Enel Latin America LLC Enel de Costa Rica SA (già Energía Global de Costa Rica SA)	30,00% 10,00%	40,00%
P.H. Rio Volcan SA	Santa Ana	Costa Rica	100.001	Colon costaricani	Enel de Costa Rica SA (già Energía Global de Costa Rica SA)	34,32%	34,32%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	29.556.575,78	Real brasiliani	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.148.511,80	Real brasiliani	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	33.969.032,25	Real brasiliani	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Tecnoguat SA	Guatemala	Guatemala	1.000.000	Quetzal guatemaltechi	Enel Latin America LLC	75,00%	75,00%
Vale Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	18.589.343,63	Real brasiliani	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
VP Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.137.505,52	Real brasiliani	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
ZMZ General SA	Santa Ana	Costa Rica	500.000	Colon costaricani	EGI Costa Rica Viento SA	51,00%	51,00%

(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 determinarne 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 31.12.2006

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2006				
Americas Generation Corporation	Panama	Repubblica di Panama	*Holding* di partecipazioni	3.000	Dollari statunitensi	Americas Holding Corporation	100,00%	50,00%
Americas Holding Corporation	Panama	Repubblica di Panama	*Holding* di partecipazioni	3.000	Dollari statunitensi	Enel Panama Ltd	50,00%	50,00%
Aridos Energías Especiales SL	Villalbilla	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	41,05%	20,53%
Azucarera Energías SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	570.600	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%
Cogeneración del Noroeste SL	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	309.457.729	Dollari statunitensi	Americas Generation Corporation	49,00%	24,50%
Enel Unión Fenosa Renovables SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	32.505.000	Euro	Enel Viesgo Generación SL	50,00%	50,00%
Energías Ambientales de Somozas SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.250.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	19,40%	9,70%
Energías Ambientales EASA SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.491.460	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	33,34%	16,67%
Energías de Villarrubia SL	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	20,00%	10,00%
Energías Especiales Alcoholeras SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	82.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	25,00%
Energías Especiales de Andalucía SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	20.000	Euro	EUFER Renovables Ibéricas 2004 SA	100,00%	50,00%
Energías Especiales de Careon SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	270.450	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	77,00%	38,50%
Energías Especiales de Castelo SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	437.400	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2006				
Energías Especiales de Extremadura SL	Badajoz	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Energías Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	963.300	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00%	40,00%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	360.600	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.635.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	25,00%
Energías Especiales del Noroeste SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.812.040	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Energías Renovables Montes de San Sebastián SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	705.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Enerlasa SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.021.700	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	45,00%	22,50%
Eólica del Cordal de Montouto SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
EUFER Comercializadora SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
EUFER Renovables Ibéricas 2004 SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	8.100.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Gallega de Cogeneración SA	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.803.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%
Nizhegorodskaya sbytovaya kompaniya OJSC	Nizhniy Novgorod	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	29.006.540,64	Rubli	Res Holdings BV	62,29%	30,83%
Parque Eólico de Barbanza SA	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	25,00%	12,50%
Parque Eólico de Malpica SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	950.057,50	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	30,16%	15,08%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	552.920	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	82,00%	41,00%
Parque Eólico La Losilla SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.400	Euro	EUFER Renovables Ibéricas 2004 SA	100,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2006				
Parque Eólico Montes de las Navas SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.540.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	20,00%	10,00%
Parque Eólico Sierra del Merengue SL	Cáceres	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	25,00%
Prius Enerólica SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.600	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	12.020	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	25,00%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	180.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	33,33%	16,67%
Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	18.000	Euro	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
RUSENERGOSBYT C LLC	Khanty-Mansiyskiy	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	5.100	Rubli	Res Holdings BV	51,00%	25,25%
RUSENERGOSBYT LLC	Mosca	Federazione Russa	*Trading* di energia elettrica	2.760.000	Rubli	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
RUSENERGOSBYT M LLC	Mosca	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	7.500	Rubli	Res Holdings BV	75,00%	37,13%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	Ortigueira	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.507.500	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	86,00%	43,00%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,00%	9,00%
Tirmadrid SA	Valdemin-gómez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	16.828.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,64%	9,32%
Ufefys SL	Aranjuez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.373.950	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%

Elenco delle imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto al 31.12.2006

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2006				
Aes Distribuidores Salvadoreños Ltda de cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000	Colon salvadoregni	Grupo EGI SA de cv	20,00%	20,00%
Aes Distribuidores Salvadoreños Y Compania S. en C. de cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000	Colon salvadoregni	Grupo EGI SA de cv	20,00%	20,00%
Alpe Adria Energia SpA	Udine	Italia	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	450.000	Euro	Enel Produzione SpA	40,50%	40,50%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Italia	Ricerche, servizi di prova e collaudo	8.550.000	Euro	Enel SpA	25,92%	25,92%
Chladiace veže Bohunice, spol. sro	Bohunice	Slovacchia	Ingegneria e costruzioni	500.000	Corone slovacche	Slovenské elektrárne AS	35,00%	23,10%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	Costruzione di infrastrutture portuali	20.516.000	Euro	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Eneco Energia Ecologica Srl	Predazzo (TN)	Italia	Teleriscaldamento	1.716.586	Euro	Avisio Energia SpA	25,73%	25,69%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000	Colon salvadoregni	Grupo EGI SA de cv	20,00%	20,00%
Idrosicilia SpA	Palermo	Italia	Attività nel settore idrico	22.520.000	Euro	Enel SpA	40,00%	40,00%
Reaktortest sro	Trnava	Slovacchia	Ricerca in materia di energia nucleare	2.000.000	Corone slovacche	Slovenské elektrárne AS	49,00%	32,34%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	697.820	Euro	Enel.NewHydro Srl	41,55%	41,55%
Star Lake Hydro Partnership	St. John (Newfoundland)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-		Chi Hydroelectric Company Inc.	49,00%	49,00%
Trade Wind Energy LLC	Dallas (Texas)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-		Enel Kansas LLC	45,00%	45,00%
Ústav jaderného výzkumu Řež AS	Řež	Repubblica Ceca	Ricerca e sviluppo energia nucleare	524.139.000	Corone ceche	Slovenské elektrárne AS	27,78%	18,33%

Elenco delle altre partecipazioni rilevanti al 31.12.2006

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2006				
CO.FA.S.E. Srl	Canazei (TN)	Italia	Cogenerazione di energia elettrica e termica	25.500	Euro	Avisio Energia SpA	14,00%	13,98%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	Gestione della rete in fibra ottica	66.000.000	Corone slovacche	Slovenské elektrárne AS	16,67%	11,00%
GALSI SpA	Milano	Italia	Ingegneria nel settore energetico e infrastrutturale	838.000	Euro	Enel Produzione SpA	13,50%	13,50%
International Multimedia University Srl	Roma	Italia	Formazione a distanza	24.000	Euro	Sfera - Società per la formazione e le risorse aziendali Srl	13,04%	13,04%
LaGeo SA de cv	Ahuachapan	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.868.695.400	Colon salvadoregni	Enel Produzione SpA	12,50%	12,50%

Elenco delle partecipazioni in imprese in liquidazione o destinate alla vendita al 31.12.2006

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2006				
Climare Scrl (in liquidazione)	Genova	Italia	-	30.600	Euro	Enel Distribuzione SpA	66,66%	66,66%
Euromedia Luxembourg One SA (in liquidazione)	Lussemburgo	Lussemburgo	-	44.887.500	Dollari statunitensi	Enel Investment Holding BV	28,57%	28,57%
Hydrodev Limited Partnership	Montreal (Québec)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-		Chi Canada Inc. Hydrodev Inc.	48,90% 0,10%	49,00%
Q-Channel SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	-	1.607.141	Euro	Enel Servizi Srl	24,00%	24,00%
Slovenské elektrárne CR sro (in liquidazione)	Brno	Repubblica Ceca	-	200.000	Corone ceche	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Vodné dielo Žilina AS (in liquidazione)	Trenčín	Slovacchia	-	5.000.000	Corone slovacche	Slovenské elektrárne AS	40,00%	26,40%

PAGINA BIANCA

Relazioni

Relazione della società di revisione ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Agli Azionisti
dell'ENEL S.p.A.

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale consolidato, dal conto economico consolidato, dal prospetto degli utili e delle perdite rilevati nel bilancio, dal rendiconto finanziario consolidato e dalle relative note di commento, dell'ENEL S.p.A. e delle sue controllate ("Gruppo ENEL") chiuso al 31 dicembre 2006. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori dell'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.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 21 aprile 2006.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo ENEL al 31 dicembre 2006 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 del 28 febbraio 2005; 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.

Roma, 9 aprile 2007

KPMG S.p.A.

Bruno Mastrangelo
Socio

Glossario

Cash generating unit

Unità generatrice di flussi finanziari: più piccolo gruppo identificabile di attività che genera flussi finanziari in entrata ampiamente indipendenti dai flussi finanziari in entrata generati da altre attività o gruppi di attività.

Deemed cost

Sostituto del costo: importo utilizzato come sostituto del costo o del costo ammortizzato a una data predeterminata. I successivi ammortamenti devono essere calcolati in base alla presunzione che l'entità aveva inizialmente rilevato l'attività o la passività a tale data predeterminata e che il costo coincideva, sempre in tale data, con il sostituto del costo.

Discontinued operation e continuing operation

Attività operativa cessata. Un componente di entità che è stato dismesso o classificato come posseduto per la vendita e:

> rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività;

> fa parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività;

> è una controllata acquisita esclusivamente in funzione di una rivendita.

Le *continuing operations* si riferiscono alle attività non cessate e non destinate alla vendita

Fair value

Valore equo: corrispettivo al quale un'attività può essere scambiata, o una passività estinta, in una libera transazione fra parti consapevoli e disponibili.

Impairment loss

Perdita durevole di valore: ammontare per il quale il valore contabile di un'attività eccede il valore recuperabile.

Ke

Rappresenta il costo opportunità dell'azionista ed è valutato incrementando il rendimento delle attività prive di rischio con il premio aggiuntivo atteso dagli investitori nel capitale di rischio dell'impresa.

Società a Destinazione Specifica (società veicolo)

Società costituite da una società sponsor per raggiungere un obiettivo specifico e ben definito.

Weighted Average Cost of Capital (WACC)

Rappresenta la media ponderata del costo delle forme di finanziamento, capitale di rischio e debito, presenti nella specifica impresa, generalmente calcolata sulla base di una struttura finanziaria corrente o ideale di medio-lungo periodo.